«Алматы облысының Еңбекшіқазақ ауданындағы Шелек дәлізінде болашақта 300 МВт-ге дейін кеңейтумен қуаты 60 МВт жел электр станциясын салу»
техникалық-экономикалық негіздемесі бойынша
07.08.2018 ж. № 01-0296/18
(оң)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ:
«Энергия Семиречья» ЖШС,
Алматы қаласы

ӘЗІРЛЕУШІ:
«Казгидро» ЖШС,
Алматы қаласы

Астана қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Алматы облысының Еңбекшіқазақ ауданындағы Шелек дәлізінде болашақта 300 МВт-ге дейін кеңейтумен қуаты 60 МВт жел электр станциясын салу» техникалық-экономикалық негіздемесі бойынша осы сараптама қорытындысы «Мемсараптама» РМК-мен берілді.

«Мемсараптама» РМК-ның рұқсатынсыз осы сараптама қорытындысын толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 01-0296/18 от 07.08.2018 г.
(положительное)

по технико-экономическому обоснованию
«Строительство ветровой электрической станции в Шелекском коридоре мощностью 60 МВт с перспективой расширения до 300 МВт, Енбекшиказахский район, Алматинская область»

ЗАКАЗЧИК:
ТОО «Энергия Семиречья»,
г. Алматы

РАЗРАБОТЧИК:
ТОО «Казгидро»,
г. Алматы

г. Астана

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по технико-экономическому обоснованию **«Строительство ветровой электрической станции в Шелекском коридоре мощностью 60 МВт с перспективой расширения до 300 МВт, Енбекшиказахский район, Алматинская область»** выдано РГП «Госэкспертиза».

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения РГП «Госэкспертиза».

1. НАИМЕНОВАНИЕ: технико-экономическое обоснование «Строительство ветровой электрической станции в Шелекском коридоре мощностью 60 МВт с перспективой расширения до 300 МВт, Енбекшиказахский район, Алматинская область».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 01 июня 2018 года № 01-0759 между РГП «Госэкспертиза» и ТОО «Энергия Семиречья».

2. ЗАКАЗЧИК: ТОО «Энергия Семиречья» г. Алматы.

3. РАЗРАБОТЧИК: ТОО «Казгидро» г. Алматы (государственная лицензия от 10 августа 2016 года № 16012941, выданная КГУ «Управление архитектурно-строительного контроля города Алматы», I категория).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: инвестиции ТОО «Энергия Семиречья» и заёмный капитал.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

техническое задание на разработку технико-экономического обоснования утвержденное заказчиком от 04 мая 2018 года;

архитектурно-планировочное задание, утвержденное главным архитектором Енбекшиказахского района Алматинской области от 21 мая 2018 года № KZVUA00038494;

акт на право временного возмездного землепользования для строительства ветроэлектростанции от 31 января 2017 года №78 выданный Енбекшиказахским районным отделением Департамента земельного кадастра и технического обследования недвижимости;

ТОО «Энергия Семиречья» - письмо о затратах на командировочные расходы от 07 августа 2018 года № 01-04/217.

Технические условия:

АО «АЖК» на выдачу мощности ВЭС Шелек-1 от 27 декабря 2011 года № 25.1-5487 (продление письмом от 22 мая 2018 года № 41-3175);

АО «АЖК» на временное электроснабжение ПС-110 кВ ВЭС Шелек-1 от 17 сентября 2014 года № 25.1-4199;

АО «ASTEL» на телефонизацию ВЭС-60 МВт № 1254;

ГУ «Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог Алматинской области» от 5 мая 2014 года № 24-05/28-Б на примыкание технологического проезда;

ТОО «Азиатский газопровод» на пересечение проектируемой автодороги и ВЛ-10 кВ с магистралью Казахстан - Китай от 28 февраля 2017 год № OD/TO/LE/43.1-52 с продлением от 5 апреля 2018 года № OD/TO/LE/43.1-70;

АО «Казахтелеком» Объединение «Дальняя связь» (ОДС) – для проектирования и строительства ВЭС от 16 мая 2018 года № 01-595-05/2018

АО «НИПИИ «Казаэропроект» о маркировке и светоограждении объектов № 07-333 от 15 мая 2018 года.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

ТОО «Энергия Семиречья» - письмо о согласовании документации технико-экономического обоснования от 21 мая 2018 года № 01-04/122;

ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Алматинской области» - заключение государственной экологической экспертизы на про-

ект ТЭО «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду» Строительство ветровой электрической станции в Шелекском коридоре мощностью 60 МВт с перспективной расширения до 300 МВт Алматинской области» № 25-06-25/4419/3124 от 19 сентября 2014 года;

Санитарно-эпидемиологическое заключение на отвод земельного участка, выданное РГУ «ДЗПП Алматинской области Агентства РК по защите прав потребителей» от 04 сентября 2014 года № 125;

Санитарно-эпидемиологическое заключение по ТЭО, выданное РГУ «ДЗПП Алматинской области Агентства РК по защите прав потребителей» от 05 сентября 2014 года № 634;

ТОО «Масакагромай» письмо-согласование о взаимном прохождении двух проектируемых ВЛ-110 кВ выдачи мощности и объектов оросительной системы канала «Байсеит» № 1 от 15 мая 2018 года;

АО «ТРАНСТЕЛЕКОМ» письмо об отсутствии телекоммуникации в районе размещения объектов ВЭС № 2104/11.3 от 24 мая 2018 года.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

03/17-ЭС/2018-ОПЗ.ИД. Часть 1 Общая пояснительная записка. Исходные данные.

03/17-ЭС/2018-ОПЗ.А Часть 2 Общая пояснительная записка. Альбом чертежей.

03/17-ЭС/2018-ВМ Схема выдачи мощности ветровой электрической станции.

03/17-ЭС/2018-ПредОВОС Предварительная оценка воздействия на окружающую среду.

03/17-ЭС/2018-ВП Оценка ветропотенциала. Долгосрочный прогноз выработки электроэнергии ВЭС. Оптимизация размещения ВЭУ.

03/17-ЭС/2018-ОЭ Финансовый анализ. Оценка экономической эффективности инвестиций.

03/17-ЭС/2018-СД Сметная документация.

Филиал РГП «ЦСЭЭ» Агентства по защите прав потребителей РК Алматинской области, Енбекшиказахского района» - протокол по измерению содержания радона и продуктов его распада с поверхности грунта от 03 сентября 2014 года № 82/82.

Отчет об инженерно-геологических изысканиях на объекте «Строительство ветровой электрической станции в Шелекском коридоре мощностью 60 МВт с перспективой расширения до 300 МВт на территории Энбекшиказахского района Алматинской области», выполненный в 2014 году ТОО «КАЗГИИЗ» (г. Алматы, арх № 18 354).

Перечень оборудования, материалов, изделий с приложенным основным и альтернативным вариантом прайс-листов и ценовых предложений, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденные заказчиком от 06 августа 2018 года.

5.4. Цели и назначения объекта, необходимость и целесообразность его строительства

Целью проекта является строительство ветровой электрической станции (ВЭС) мощностью 60 МВт и сбыт основного вида продукции - электроэнергии.

5.5 Маркетинговый раздел

В рамках выполнения маркетинговых исследований выполнены:

анализ уровней электропотребления и электрических нагрузок;

анализ работы существующих объектов в данной отрасли;

рассмотрена перспектива расширения ВЭС в Шелекском коридоре до мощности 300 МВт;

оценка коммерческих рисков.

Анализ уровней электропотребления и электрических нагрузок

Энергетическая система Республики Казахстан условно разделена на три зоны: Северную, Южную и Западную. Линии электропередачи, связывающие с Западной зоной Северную зону, пролегают по территории Российской Федерации. В связи с чем, в настоящее время не представляется возможным осуществить поставки электроэнергии из Северной зоны в Западную зону. Северная зона имеет электрические связи с Южной зоной по линиям электропередачи, напряжением 500-220 кВт.

Пропускная способность линий электропередачи Север-Юг является «узким местом» в энергетической системе Казахстана. Величина поставки электроэнергии в осенне-зимний период по транзиту Север-Юг от северных источников для субъектов Южного региона составляет 600 МВт и устанавливается Министерством энергетики и минеральных ресурсов РК на директивной основе.

Линии электропередачи, являющиеся системообразующими линиями и обеспечивающие передачу электроэнергии между регионами Республики Казахстан напряжением 220 – 1150 кВ, находятся под управлением Системного оператора – АО «KEGOC», являющегося компанией со 100% участием государства в его уставном капитале. Передачу и распределение электроэнергии в пределах административных районах осуществляют распределительные электросетевые компании - РЭКи.

Алматинская область входит в регион Южного Казахстана (Южная зона), который включает Алматинскую, Южно-Казахстанскую, Жамбылскую и Кызылординскую области и связан с электрическими сетями с Северной зоной и ОЭС Центральной Азии (Кыргызстаном и Узбекистаном) по электрическим сетям напряжением 220÷500 кВ.

Южная зона не располагает достаточными топливно-энергетическими ресурсами, и ее электроэнергетика базируется на привозных углях, мазуте и импортируемом газе. Часть потребности в электроэнергии покрывается за счет импорта из Республик Средней Азии.

Основными источниками электроэнергии являются Жамбылская ГРЭС, Алматинские ТЭЦ, Капшагайская и Шардаринская ГЭС.

Ниже дана характеристика сложившегося состояния сектора электроэнергетики.

Уровни электрических нагрузок

Таблица 1

№ п.п	Наименование	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2016 г.	2024 г.
		Отчёт					Перспектива
	ЕЭС Казахстана						
1	Электропотребление, млрд. кВт-ч	77,96	83,96	88,14	91,4	92,3	109,2
2	Максимум нагрузки, МВт	12 315	12 834	13 387	14 153	13 990	18 609
	Южная зона						
3	Электропотребление, млрд.кВт-ч	15,01	16,28	17,97	19,01	19,1	23,7
4	Совмещенный максимум нагрузки, МВт	2 658	2 938	3 231	3 325	3 206	4 709
	Алматинская область						
5	Электропотребление, млрд.кВт-ч	8,44	8,76	9,34	9,8	9,9	12,32
6	Совмещенный максимум нагрузки,	1 483	1 576	1 749	1 844	1 670	2 448,7

	МВт						

Анализ приведенных в таблице данных показывает, что в период 2009÷2016 гг. имел место рост уровней потребления, что обуславливалось ростом экономики страны в целом и, в том числе, отдельных регионов.

В период 2009÷2016 гг. уровни потребления ЕЭС Казахстана и рассматриваемых регионов характеризовались следующими данными:

ЕЭС Казахстана
электропотребление: в период 2009÷2016 гг. рост на 14.34 млрд.кВт-ч;
максимум нагрузки: в период 2009÷2016 гг. рост на 1 675 МВт.

Южная зона
электропотребление: в период 2009÷2016 гг. рост на 4 млрд.кВт-ч;
максимум нагрузки: в период 2009÷2016 гг. рост на 548 МВт.

Алматинская область
электропотребление: в период 2009÷2016 гг. рост на 1.46 млрд.кВт-ч;
максимум нагрузки: в период 2009÷2016 гг. рост на 187 МВт.

Характеристика генерирующих источников

Суммарная установленная мощность электростанций Южной зоны составляет $N_{уст}$=3 309 МВт, в т.ч. Алматинская область $N_{уст}$=1 597 МВт. Производство электроэнергии в 2015 г. в Южной зоне составило 10.2 млрд. кВт-ч, в том числе в Алматинской области – 6.2 млрд. кВт-ч.

Установленная мощность и энергетические показатели работы электростанций Алматинской области в 2015 году

Таблица 2

Наименование	Установленная мощность, МВт	Располагаемая мощность, МВт	Выработка электроэнергии, млрд.кВт-ч
ТЭЦ-1 АО «АлЭС»	145	102	0,4
ТЭЦ-2 АО «АлЭС»	510	410	2,5
ТЭЦ-3 АО «АлЭС»	173	173	1,15
Капчагайская ГЭС	364	160	1,2
Текелийская ТЭЦ-2	24	22	0,2
Алматинский каскад ГЭС	47	15	0,2
Талдыкорганские ГЭС	5	2	0,02
Иссыкская ГЭС-2	5	1	0,02
Иссыкская ГЭС-3	1	1	0,002
Каратальская ГЭС-1	10	2	0,03
Каратальская ГЭС-2	4	1	0,01
Каратальская ГЭС-3	4	1	0,01
Каратальская ГЭС-4	3	1	0,02
Мойнакская ГЭС	300	180	0,48
СЭС в г. Капшагай	2	2	0,002
Всего:	1 597	1 073	6,2

Приведенные данные показывают, что установленная мощность ТЭС в Алматинской области в 2015 г. составила 53%, ГЭС – 47%. Доля ТЭС по располагаемой мощности составила 66%, ГЭС – 34%.

В целом, оценивая состояние электроэнергетической отрасли РК в текущих условиях, можно выделить следующее:

значительный износ паркового ресурса генерирующего оборудования, что ограничивает возможность производства электроэнергии действующими электростанциями. На паротурбинных ТЭС национального значения, составляющих основу генерирующих мощностей ЕЭС РК, оставшийся парковый и индивидуальные ресурсы генерирующего оборудования составляют от 14% до 36%;

недостаточность необходимых резервов мощности на электростанциях;

ограниченное количество маневренных источников для покрытия пиковых нагрузок (менее 12%);

неравномерность распределения генерирующих мощностей (концентрация 42% установленной мощности ЕЭС РК в Павлодарской области Северной зоны);

зависимость Западных областей РК от поставок электроэнергии из России;

дефицит генерирующих мощностей на Юге РК;

необходимость модернизации основного оборудования ПС НЭС и реабилитация региональных электрических сетей.

К настоящему времени 31% линий НЭС Казахстана имеют срок эксплуатации 30 - 40 лет, срок эксплуатации 26% ВЛ превышает нормативный - 40 лет. Износ электросетевого оборудования региональных электрических сетей превышает 65%.

Анализ работы существующих объектов в данной отрасли

Регион размещения проектируемой ВЭС является энергодефицитным и не располагает достаточными собственными топливными ресурсами. Электроэнергетика здесь базируется на привозных углях, мазуте и импортируемом газе. Основными источниками электроэнергии являются Алматинские ТЭЦ, Капшагайская и Алматинский каскад ГЭС, Жамбылская ГРЭС, а также Иссыкская, Мойнакская, Катаральские, Талдыкорганские ГЭС.

На основании технического задания в работе проанализированы электрические сети региона размещения ВЭС, особенности электрических нагрузок и генерирующих источников, рассчитаны перспективные режимы электрических сетей района. Разработаны возможные варианты схемы выдачи мощности ВЭС во внешние электрические сети, на основе технико-экономического сравнения рекомендован наиболее оптимальный вариант присоединения ВЭС к электрическим сетям.

Проектируемая ВЭС в Шелекском коридоре является региональным предприятием-производителем электроэнергии, предназначенным для покрытия части дефицита Алматинской области. К числу конкурентов проектируемой ВЭС Шелек мощностью 60 МВт можно отнести энергетические объекты, использующие ВИЭ – ВЭС, ГЭС, СЭС, ПЭС. С 2008 года в рассматриваемой области введены 7 малых ГЭС и 1 солнечная электростанция суммарной мощностью 24,3 МВт.

В 2014 году планируется ввод ГЭС на р. Хоргос, в Панфиловском районе на реке Иссык (3,9 МВт) и биостанция (0,05 МВт) ТОО «Энергия әлемі» в Енбекшиказахском районе. Планируется строительство 7 ГЭС (общей мощностью 108 МВт) на р. Шелек и Большом Алматинском канале в Раиымбекском и Енбекшиказахском районах. Начаты изыскательские работы по строительству ветростанции в Джунгарских воротах и солнечной электростанции (100 МВт) в г. Капшагае.

В регионе имеется ещё 21 перспективный проект. По ним 12 компаний получили разрешение местных исполнительных органов власти на проведение изыскательских работ для проектирования 13 ГЭС, 3 ВЭС и 1 СЭС. 9 компаний подали заявки на долгосрочное пользование земельными участками по предложенным проектам строительства ГЭС. Всего рассматривается 22 предложения о возможности участия в строительстве объектов ВИЭ.

Перспектива расширения ВЭС в Шелекском коридоре до мощности 300 МВт

Анализ пропускной способности электрических сетей района размещения ВЭС Шелек-1 и режимов работы существующей Мойнакской ГЭС мощностью 300 МВт, намечаемых к строительству ВЭС ТОО «Green Energy Almaty» с перспективой расширения до 300 МВт и каскадов ГЭС на реке Шелек с суммарной установленной мощностью порядка 350-370 МВт показывает, что существующие и предусмотренные к строительству электрические сети по пропускной способности не способны обеспечить выдачу дополнительной мощности 240 МВт.

При рассмотрении перспективы расширения ВЭС в Шелекском коридоре до 300 МВт учтены планы по строительству сетевой ПС 220 кВ Шелек-2, которая предусмотрена для выдачи мощности каскада ГЭС на реке Шелек. Для соединения ПС 220 кВ Шелек-2 с энергосистемой необходимо следующее электросетевое строительство:

строительство ВЛ 220 кВ Шелек-2 - Кенсай с проводом АС-400, длина линии ориентировочно 140 км;

строительство ВЛ 220 кВ заход-выход на ПС Шелек-2 от существующей ВЛ 220 кВ Шелек - Алма с проводом АС-300, длина линии ориентировочно 2х3 км;

последующее расширение ОРУ 220 кВ ПС Шелек-2 на 3 линейные ячейки;

последующее расширение ОРУ 220 кВ ПС Кенсай на 1 линейную ячейку.

В связи с вышесказанным предлагаются для рассмотрения следующие варианты схемы выдачи мощности ВЭС в Шелекском коридоре при увеличении мощности до 300 МВт.

Для реализации варианта 1 схемы выдачи мощности ВЭС при расширении до 300 МВт необходимо следующее электросетевое строительство:

строительство подстанции сбора мощности ПС 35/220 кВ Шелекской ВЭС мощностью до 300 МВт с трансформаторами 2х125 МВА (или нескольких подстанций в зависимости от расположения новых площадок ВЭС);

строительство 2хВЛ 220 кВ Шелекской ВЭС мощностью до 300 МВт - Шелек-2 с проводом АС-300, длина линий ориентировочно 2х37 км;

последующее расширение ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Шелек-2 на 2 линейные ячейки.

Для реализации варианта 2 схемы выдачи мощности ВЭС при расширении до 300 МВт необходимо следующее электросетевое строительство:

строительство подстанции сбора мощности ПС 35/110 кВ Шелекской ВЭС мощностью до 300 МВт с трансформаторами 2х125 МВА (или нескольких подстанций в зависимости от расположения новых площадок ВЭС);

строительство 2х ВЛ 110 кВ ВЭС Шелек-1 - ВЭС Шелек мощностью до 300 МВт с проводом АС-240, длина линий ориентировочно 2х5 км.

Оценка коммерческих рисков

К категории основных коммерческих рисков относятся риски, связанные с реализацией продукции (электроэнергии), платежеспособностью потребителей и форс-мажорными обстоятельствами.

Первичным энергоресурсом (сырьем) для ВЭС является энергия ветра. Кинетическая энергия воздушных масс в атмосфере преобразуется с помощью ветроэнергетической

установки (ВЭУ) в электрическую энергию.

Доступность сырья определена на основе анализа годовых замеров скорости и направления ветра в рассматриваемом районе.

Основные риски и степень их влияния на проект

Таблица 3

№ п/п	Неблагоприятное событие	Степень риска
1	Обеспеченность сырьем	низкая
2	Форс-мажорные обстоятельства	низкая
3	Снижение объемов реализации, стоимости товара	низкая
4	Влияние уровня конкуренции	низкая
5	Влияние экономического кризиса и увеличение расходов	высокая
6	Потеря качества товара. Снижение уровня производства товара	низкая
7	Невозможность/сложность доставки (транспортировки) товара.	низкая
8	Изъятие земель, находящихся в частной собственности, под объекты ВЭС	отсутствует

6. ПРИНЯТЫЕ РЕШЕНИЯ И ИХ ОБОСНОВАНИЕ

Ранее было рассмотрено ТЭО «Строительство ветровой электрической станции в Шелекском коридоре, мощностью 60 МВт с перспективой расширения до 300 МВт» (заключение РГП «Госэкспертиза» № 01- 0659/14 от 29 октября 2014 года), которое считается устаревшим на основании п. 12 приказа Министра национальной экономики Республики Казахстан «Правила утверждения проектов (технико-экономических обоснований и проектно-сметной документации) предназначенных для строительства объектов за счет бюджетных средств и иных форм государственных инвестиции» от 2 апреля 2015 года №304, в связи с тем, что в течение трех лет после его утверждения не была разработана проектно-сметная документация.

Заказчиком принято решение о рассмотрении вариантов ветроэнергетических установк (ВЭУ) Vestas V110 единичной мощностью 2,0 МВт, GoldWind GW109 единичной мощностью 2,5 МВт, Fuhrlander FL3000 единичной мощностью 3,0 МВт, Vestas V117 единичной мощностью 3,3 МВт. Указанные ветротурбины имеют технические и экологические характеристики, соответствующие международным стандартам IEC 61400-series «Ветровые турбогенераторные системы».

Сравнение вариантов для выбора оборудования

За основу расчета прогнозируемой выработки ВЭС в Шелекском коридоре взяты данные ветроизмерений с метеовышки на высоте 85.6 м.

Измерения скорости ветра проводились калиброванными анемометрами на высотах 40.0, 64.9, 84 и 85.6 м, также проводились измерения направлений ветрового потока на высотах 40 и 84 м.

Данные по скорости ветра, были экстраполированы на высоту ротора ВЭУ и приведены к долгосрочным показателям. Для получения достоверных данных годовой выработки электрической энергии проектируемой ВЭС были выполнены расчеты с применением лицензионного программного комплекса Meteodyn WT. Согласно произведенным расчётам при оптимальном использовании энергии ветрового потока суммарная годовая выработка ВЭС в Шелекском коридоре с учётом потерь составит (по вариантам):

Прогнозируемая выработка с учетом потерь

Таблица 4

	Ед изм	Вариант расстановки Vestas V110	Вариант расстановки GoldWind GW109	Вариант расстановки Fuhrlander FL-3000	Вариант расстановки Vestas V117
За первый год	МВт·ч/год	253 804,87	222 185,23	238 736,85	212 164,15
2 – 10 лет		267 598,61	225 749,70		223 694,81
10 – 15 лет		- *	201 986,57		- *
15 – 20 лет			190 105,01		

Коэффициент использования установленной мощности

Таблица 5

	Ед изм	Вариант расстановки Vestas V110	Вариант расстановки GoldWind GW109	Вариант расстановки Fuhrlander FL-3000	Вариант расстановки Vestas V117
За первый год	%	48,3	42,3	45,4	40,8
2 – 10 лет		50,9	43		43
10 – 15 лет		- *	38,4		нет данных
15-20 лет			36,2		

Основой продуктивной работы ветропарка является правильная расстановка ВЭУ с учётом объективных ограничивающих факторов: взаимное затенение ВЭУ, рельеф поверхности, геологическое строение основания, доступность земельных участков, рациональная протяженность транспортных и сетевых коммуникаций.

На основании технико-экономического сравнения вариантов для реалиации принят вариант установки ВЭУ GoldWind GW109 единичной мощностью 2,5 МВт.

6.1 Мощность объекта

Настоящим ТЭО предусмотрена установка 24 ВЭУ (единичной мощностью 2,5 мВт) суммарной установленной мощностью 60 МВт.

6.2 Технико-технологические решения

Ветровая электрическая станция (ВЭС)

Ветрополе

Ветрополе ВЭС мощностью 60 МВт в Шелекском коридоре имеет многоугольную форму, в границах которого перпендикулярно основному направлению ветра размещены ряды ВЭУ. Ширина ветрополя составляет 6700 м, длина - 5400 м.

Ветрополе ВЭС сформировано таким образом, что при основном направлении ветра (западное) взаимное затенение ВЭУ составляет не более 2,5%. В расстановках учтены особенности рельефа, шероховатость поверхности земли и взаимное затенение ВЭУ.

Расстояние между ВЭУ колеблется в пределах от 550 до 2000 м. Условно принято 6 рядов. Общая протяженность всех рядов - 19972 м. Ряды ВЭУ на генеральном плане искривлены, что позволяет частично уменьшить взаимное аэродинамическое затенение при ветре вдоль ряда.

Рассмотрены расстановки для ВЭУ Vestas V110 единичной мощностью 2,0 МВт, GoldWind GW109 единичной мощностью 2,5 МВт, Fuhrlander FL3000 единичной мощностью 3,0 МВт, Vestas V117 единичной мощностью 3,3 в количестве 30, 24, 20 и 18 штук соответственно.

Принципиальная технологическая схема ветрополя представляет собой последовательность выдачи электроэнергии от генератора ВЭУ до ПС 220/110/35/10 кВ Шелек.

ПС 35/110 кВ ВЭС Шелек расположено в центре сбора мощности для уменьшения электрических потерь в схеме сбора мощности, затрат при строительстве кабельных линий 35 кВ и технологических проездов.

Для обслуживания ветрополя предусмотрены технологические проезды с улучшенным покрытием, расположенные вдоль рядов и примыкающие к автодорогам общего назначения.

На ветрополе размещены следующие общие системы, входящие в состав ВЭС:

КЛ-35 кВ сбора мощности;

оптоволоконные кабельные линии управления, связи и сбора данных с выходом на ЦПУ;

общестанционная шина заземления и выравнивания потенциалов;

технологические проезды к каждой ВЭУ.

ВЭУ

Учитывая планируемые сроки реализации проекта, природно-климатические условия района, технические характеристики и конъюнктуру на рынке ветротурбин мощностью 2,0-3,5 МВт, были подготовлены опросные листы для представления производителям ВЭУ. Указанные запросы заказчиком были рассмотрены и направлены в адрес шести ведущих мировых фирм-производителей ВЭУ -Vestas, General Electric, GoldWind, Siemens, Fuhrlander, Vensys.

Предложения на поставку ВЭУ получены от Vestas (модели V110-2.0, V117-3.3), GoldWind (модель GW109-2.5) и Fuhrlander (модели FL-2500, FL-3000), содержащие в своём составе данные, достаточные для разработки настоящего ТЭО.

На основании полученных метеоданных был выполнен аэродинамический расчёт в программном комплексе MeteoDyn и определён допустимый класс ВЭУ для данной площадки ВЭС - II.

Проведенные расчёты на программном комплексе PSS/E и анализ режимов работы электрических сетей в районе размещения ВЭС в Шелек показали, что характеристики ВЭУ типа С, к которым относится Fuhrlander FL-2500, не соответствуют требованиям Электросетевых правил РК (grid code). Таким образом, ВЭУ Fuhrlander FL-2500 исключена из рассмотрения в данном проекте.

Заказчиком принято решение о дальнейшем рассмотрении вариантов ветротурбин Vestas V110 единичной мощностью 2,0 МВт, GoldWind GW109 единичной мощностью 2,5 МВт, Fuhrlander FL3000 единичной мощностью 3,0 МВт, Vestas V117 единичной мощностью 3,3 МВт. Указанные ВЭУ разработаны для площадок со средними скоростями ветра, холодного климата и отвечают техническим условиям класса II стандарта IEC-61400-1 (ред. 3).

Технические характеристики ВЭУ

Таблица 6

Наименование параметра	Ед. изм	Показатели	
1 Ветровая электроустановка			
Тип и номер модели		GoldWind GW109	Vestas V117

Номинальная мощность	кВт	2500	3300
Скорость ветра на высоте ступицы:			
включения	м/с	3,0	3,0
номинальная	м/с	13,0	13,0
отключения	м/с	25,0	25,0
Проектный срок службы	лет	20	20
Рабочая температура	°С	-30 … +40	-30 … +45
Число лопастей		3	3
Диаметр	м	109	117
Скорость	об/мин.	14,5	6,2-17,7
Обметаемая площадь	$м^2$	9 059	10 751
Расположение относительно башни		против ветра	против ветра
Угол наклона оси ротора	град.	5	5
Длина	м	52,50	57,15
Материал		стеклопластик	стеклопластик
Тип и материал		трубчатая, стальная	трубчатая, сталь-
Высота	м	90	91,5
Доступ в гондолу		внутри башни	внутри башни
Генератор:		синхронный с постоянными магнитами	трехфазный асинхронный с короткозамкнутым ротором
Мощность	кВт	2650	3500
Напряжение	В	690	750
Частота	Гц	50	50/60

По результатам технико-экономического сравнения в ТЭО предусмотрена установка 24 ВЭУ GoldWind GW109 мощностью 2,5 мВт, суммарной мощностью 60 мВт.

Схема выдачи мощности

На основании согласованной предпроектной работы «Схема выдачи мощности ветровой электрической станции» в технико-экономическом обосновании предусматривается сооружение подстанции сбора мощности 35/110 кВ на ветрополе Шелекской ВЭС. Выдача генерируемой мощности предусматривается на ОРУ 110 кВ ПС 220/110/35/10 кВ № 68И Шелек по двум одноцепным линиям электропередач 110 кВ.

Технологическая схема ветрополя представляет собой последовательность выдачи электроэнергии от ВЭУ на ЗРУ-35 кВ ПС 35/110 кВ ВЭС Шелек-1.

Сети сбора мощности ВЭС запроектированы на напряжении 35 кВ алюминиевыми многопроволочными одножильными экранированными кабелями с изоляцией из шитого полиэтилена. Такой тип конструкции кабеля позволяет защитить сети сбора мощности от негативного механического и химического воздействия среды (в частности, грунтовых вод), электромагнитных полей токов, проходящих по кабелю, и обеспечивает симметрию электрического поля вокруг жил кабеля. В проекте применяется продукция фирмы XRUHKXS.

Запуск ВЭУ производится поворотом лопастей на оптимальный угол, после этого ротор ВЭУ начинает ускоряться. Когда обороты ротора генератора достигают минималь-

ных рабочих скоростей вращения, включается основной выключатель. Генератор соединяется с повышающим трансформатором 0,69/35 кВ кабельной линией напряжением 0,69 кВ. КЛ-35 кВ электрически соединяет соседние ВЭУ и ЗРУ-35 кВ.

Сечения силового кабеля, определены расчетом - расчетного сечения. Кабель прокладывается на глубине 1 м от спланированной отметки земли. Укладывать их необходимо треугольником и через каждый погонный метр стягивать пластиковыми стяжками.

Все оптоволоконные линии передачи данных укладываются в ПЭ трубу. При пересечении с автомобильными дорогами и ввод в ВЭУ ПЭ трубу оптоволоконной линии предусмотрено уложить в двухслойной пластиковой трубе.

Объём земляных работ на 1 м п. по типам траншеи представлен в таблице:

Тип траншеи и объем работ для устройства кабельных линий

Таблица 7

Тип траншеи	Длина траншеи, м				Объём работ на 1 п.м траншеи, м^3		
	30 ВЭУ, 2,0 МВт	24 ВЭУ, 2,5 МВт	20 ВЭУ, 3,0 МВт	18 ВЭУ, 3,3 МВт	Разработка	Песок	Обратная засыпка
1	18 746	18 415	16 651	17 296	0,9544	0,19	0,75
2	1 893	6 116	4 606	424	1,44	0,32	1,097
3	937	1 369	443	2 480	2,26	0,52	1,70
4	742	-	-	-	2,77	0,65	2,07
5	817	-	-	-	3,58	0,85	2,67
Всего	23 135	25 900	21 700	20 200			

Таблица 8

Тип траншеи	Длина траншеи, м		Объём работ на 1 п.м. траншеи, м^3		
	24 ВЭУ, 2,5 МВт	18 ВЭУ, 3,3 МВт	Разработка	Песок	Обратная засыпка
1	18 415	17 296	0,9544	0,19	0,75
2	6 116	424	1,44	0,32	1,097
3	1 369	2 480	2,26	0,52	1,70
4	-	-	2,77	0,65	2,07
5	-	-	3,58	0,85	2,67
ВСЕГО	25 900	20 200			

По совокупности всех показателей в ТЭО для реализации выбран вариант расстановки 24 ВЭУ, 2,5 МВт с прокладкой КЛ-35 кВ совместно с линиями передачи данных общей протяженностью 25,9 км.

ПС 35/110 кВ ВЭС Шелек-1

ПС 35/110 кВ ВЭС Шелек-1 включает в себя:

открытое распределительное устройство 110 кВ по схеме «110-5Н» с установкой трёх комплектов элегазовых выключателей, 8 разъединителей с двумя комплектами заземляющих ножей, 2 комплекта с одним заземляющим ножом, 4 комплекта трансформаторов тока, 2 комплекта трансформаторов напряжения, 2 комплекта ограничителей перенапряжения;

закрытое распределительное устройство 35 кВ по схеме «одна рабочая секционированная выключателем система шин», состоящее из 18 ячеек КРУ 35 кВ;

здание ОПУ с панелями управления, релейной защиты, ГЩУ, щитами собственных нужд переменного и постоянного тока;

установка двух силовых двухобмоточных сейсмостойких трансформаторов мощностью по 63 МВА напряжением 35/110 кВ (1 трансформатор основной, 1 – резервный);

установка в ЗРУ-35 кВ двух трансформаторов собственных нужд мощностью 250 кВА каждый;

комплектная трансформаторная подстанция 10/,04 кВ мощностью 160 кВА;

дизельная электростанция мощностью 50 кВт.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется отдельно стоящими молниеотводами, устанавливаемые на порталах ОРУ-110 кВ.

Освещение территории подстанции выполнено с помощью прожекторов, устанавливаемых на прожекторных площадках отдельно стоящих молниеотводов.

Заземляющее устройство подстанции предусмотрено по норме на допустимую величину сопротивления растеканию с учетом термической и коррозийной устойчивости из оцинкованной круглой стали.

На ПС предусмотрена современная комплексная система управления, автоматики, сигнализации и учета электроэнергии на основе многофункциональных микропроцессорных устройств релейной защиты автоматики и приборов учёта.

В соответствии с требованиями правил устройства электроустановок (ПУЭ РК-2015) и нормативно-техническими документами комплексы релейной защиты должны обеспечивать предъявляемые к ним требования по надежности, быстродействию, селективности и чувствительности.

ВЛ 110 кВ

На основании схемы выдачи мощности ветровой электрической станции для выдачи мощности от проектируемой ветровой электрической станции Шелек-1 в технико-экономическом обосновании предусмотрено сооружение двух ВЛ 110 кВ. Трасса проектируемых ВЛ 110 кВ проходит в Енбекшиказахском районе Алматинской области, в окрестностях населённых пунктов Шелек, Масак, Байсеит, Нура, Нурлы и Борандыасу.

В ТЭО рассмотрены 4 варианта ВЛ 110 кВ в зависимости от трассировки линии вне ветрополя, а также расстановки ВЭУ и положения подстанции сбора мощности.

Основные физические показатели вариантов ВЛ-110 кВ и расчёт условной балльности приведены в таблице.

Основные показатели вариантов ВЛ-110 кВ

Таблица 9

ВЛ 110 кВ по трассе	Длина (км)	Кол-во анкерных угловых опор	Кол-во кадастровых участков	Кол-во пересечений с ВЛ	Кол-во пресечений водных преград	Балл
Вариант 1	73	28	48	18	40	22
Вариант 2	73	42	61	22	42	12
Вариант 3	82	48	11	26	42	13
Вариант 4	80	69	48	18	40	13

По совокупности всех показателей вариантов трасс ВЛ-110 кВ - выбран I вариант для реализации.

Протяжённость проектируемых ВЛ 110 кВ составляет 2х36,5 км.

На проектируемых ВЛ 110 кВ принят сталеалюминевый провод сечением 185 мм² марки АС-185/29. Для защиты ВЛ от грозовых перенапряжений на всем протяжении подвешивается грозозащитный трос с встроенным волоконнооптическим кабелем марки OPGW93A28Z-12M.

Для строительства ВЛ выбраны стальные анкерно-угловые и концевые опоры типа У110-1 и У110-2 с подставками 5.9 и 14.0 м. Промежуточные опоры приняты железобетонные одностоечные типа ПБ110-5 на базе стоек СК-22.

Трасса ВЛ 110 кВ

Общее направление трассы линий определилось взаимным расположением площадок подстанций, расположением полей севооборота, орошаемых земель и населенных пунктов.

Проектируемые линии электропередачи ВЛ 110 кВ ВЭС Шелек-1 - Шелек № 1 и № 2 расположены в юго-восточной части Алматинской области. Трасса ВЛ 110 кВ проходит по Енбекшиказахскому району в окрестностях населённых пунктов Шелек, Масак, Байсеит, Нура, Нурлы и Борандыасу.

Нормативная сейсмичность всей исследованной территории для средних грунтовых условий в баллах шкалы MSK-64 составляет 9 баллов для 5% вероятности превышения расчетной сейсмической интенсивности в течение 50 лет и средним периодам повторения таких интенсивностей один раз в 1000 лет. Сейсмичность площадки будет уточняться по данным инженерно-геологических изысканий для следующей стадии проектирования «Проект».

Начальной точкой трасс ВЛ 110 кВ является ОРУ 110 кВ проектируемой ПС ВЭС Шелек-1, конечной - ОРУ 110 кВ существующей ПС Шелек. Ориентировочная длина линий по согласованному направлению составляет 2х36,5 км.

Трассы воздушных линий электропередач проходят по ненаселённым территория. При сближении ВЛ 110 кВ с населенными пунктами расстояние по горизонтали от отклоненных проводов до границ ближайших строений удовлетворяет требованиям ПУЭ и не превышает охранную зону ВЛ 110 кВ, которая составляет 20 м по горизонтали в каждую сторону от крайних проводов.

Район прохождения трасс ВЛ 110 кВ характеризуется наличием земель пашни, пастбища, лесного фонда. Трасса воздушной линии пересекает следующие инженерные сооружения и коммуникации: автодороги, ВЛ-110 кВ, 35 кВ, 10 кВ.

Реконструкция ОРУ-110 кВ ПС 220/110/35/10 кВ № 68И Шелек

В соответствии с заданием на проектирование предусматривается реконструкция двух существующих резервных линейных ячеек 110 кВ на ПС 220/110/35/10 кВ № 68И Шелек для подключения воздушных линий 110 кВ выдачи мощности от ПС Шелекской ВЭС.

Существующая часть ОРУ 110 кВ ПС 220/110/35/10 кВ Шелек выполнена по схеме 110-13 «Две рабочие и обходная системы шин».

Предусмотрено выполнить замену оборудования со строительной частью двух резервных ячеек на ОРУ-110кВ (2 существующих масляных выключателей 110 кВ, 6 трансформаторов тока 110 кВ, 8 разъединителей 110 кВ, 8 шинных опор 110 кВ).

Схемы проектируемых ячеек 110 кВ выполнены аналогично схемам существующих линейных ячеек ВЛ 110 кВ на подстанции.

Устанавливаемое оборудование в ОРУ 110 кВ:

выключатели элегазовые 110 кВ;

трансформаторы тока 110 кВ;

трансформаторы напряжения 110 кВ;

опорные изоляторы;

трехполюсные разъединители 110 кВ горизонтально-поворотные и ступенчато-килевые с одним и двумя комплектами заземляющих ножей.

Высоковольтное оборудование ячеек устойчиво к воздействию токов короткого замыкания и по своим техническим параметрам соответствует нормам МЭК и ГОСТ.

Все вновь устанавливаемое оборудование ячеек присоединяется к контуру заземления, выполненного конструктивно в виде прямоугольной сетки из круглой стали Ø 18 мм, и присоединенному к существующему заземляющему устройству не менее чем в двух местах.

Для защиты вторичных цепей ПС от импульсных помех вдоль кабельных лотков предусмотрена прокладка 2 полос из круглой стали Ø 16 мм на глубине 0,3 м от поверхности земли («Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех» РД 34.20.116-93).

Прокладка силовых и контрольных кабелей в проектируемых ячейках ОРУ 110 кВ выполняется в проектируемых кабельных лотках.

Защита оборудования проектируемых ячеек 110 кВ от прямых ударов молнии осуществляется молниеотводами, установленными на линейных порталах, и на отдельно стоящей прожекторной мачте.

Линия электропередач 10 кВ

На стадии ТЭО предусматривается электроснабжение ПС 35/110 кВ Шелекской ВЭС до ввода в эксплуатацию мощностей ВЭС, а также на периоды возможного полного погашения подстанции ВЭС.

Величина прогнозируемой присоединённой мощности 160 кВт. Потребитель относится к третьей категории надежности.

В ТЭО предусмотрена однолучевая схема электроснабжения объекта. На объекте устанавливается КТП-160-10/0,4 кВ, подключаемая по ВЛ-10 кВ отпайкой от существующей ВЛ-10 кВ фид.7-45И.

Источник электроснабжения - ПС 35/10 кВ Борандыасу - выбрана по принципу минимальной протяженности ВЛ-10 кВ с расчётом экономии средств и времени на её возведение.

Ориентировочная протяженность ВЛ-10 кВ 8,67 км (для расстановки ВЭУ GoldWind).

Система диспетчерского технологического управления

Система диспетчерского технологического управления (СДТУ) подстанции и ВЭС разработана на основании «Руководящих указаний по выбору объемов информации, проектирование систем сбора и передачи информации в энергосистемах».

Для ВЭС предусмотрены основные и резервные каналы связи диспетчерско-технологического управления подстанции с оперативным персоналом диспетчерского пункта которые должны обеспечить следующие функции:

телеинформация о состоянии коммутационного оборудования;

учет потребления активной и реактивной электрической энергии с использованием УСПД на ПС ВЭС и на ПС №68И;

каналы связи между оперативным персоналом ЦПУ ВЭС ПС 35/110 кВ ВЭС Шелек-1 и с диспетчерскими службами Алматинским РДЦ и РДЦ АО «АЖК»;

каналы связи с оперативно-ремонтным персоналом, обслуживающим ВЭУ;

каналы передачи команд релейной защиты;

каналы сервисного доступа производителя ВЭУ к автоматизированной системе управления ветрополя;

каналы связи с сетями общего пользования.

Каналы головой связи с сетями общего пользования выполнены на основании требовании технических условий АО «ASTEL».

Для организации канала связи ПС-35/110 кВ ВЭС Шелек-1 с Алматинским РДЦ и ДП АО «АЖК» предусмотрены:

два волоконно-оптических канала связи, встроенных в грозотрос параллельных линий 110 кВ, ПС-35/110 кВ ВЭС Шелек-1 – ПС-220/110/35/10 кВ Шелек;

новый ВЧ канал связи ПС-220/110/35/10 кВ Шелек - ПС 500 кВ Алма с дальнейшей передачей по существующие каналам ПС-500 кВ Алма - Алматинский РДЦ - РДЦ АО «АЖК».

В качестве оптического каналообразующего оборудования на подстанциях ПС35/110 кВ ВЭС Шелек-1 и ПС-220/110/35/10 кВ Шелек предусмотрена установка оптических мультиплексоров типа FOX-515 или похожих по характеристикам, позволяющих объединять в структурированный цифровой поток различные каналы связи и обеспечить автоматическое переключение потоков связи и передачи данных на резервное направление связи при отказе основного.

На ПС220/110/35/10 кВ Шелек волоконно-оптический канал связи подключается через мультиплексор FOX-515 к проектируемому полукомплекту ВЧ связи типа Power Link 100 компании «Siemens» или похожему по характеристикам, предназначенному для организации ВЧ канала ПС 220/110/35/10 кВ Шелек – ПС 500 кВ Алма по ВЛ 220 кВ.

В качестве резервного канала связи ПС-35/110 кВ ВЭС Шелек-1 с диспетчером Алматинского РДЦ предлагается построение спутниковой сети с использованием системы SkyEdge PRO АО «ASTEL» или похожему по характеристикам.

Организацию соединения и коммутацию выполняет кроссовое и коммутационное оборудование: оптический и электрический кросс, патч-корды, патч-панели и grid-панель, устанавливаемые в отдельном 19” шкафу.

6.3. Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Строительство ВЭС предусмотрено на территории Энбекшиказахского района Алматинской области в 20 км восточнее с. Шелек (Чилик).

Природно-климатические условия района строительства:

климатический подрайон	- IIIВ;
преобладающее направление ветра	- по оси СВ-ЮЗ;
расчетная максимальная скорость ветра повторяемостью 1 раз в 15 лет	- 30 м/с;
нормативный скоростной напор ветра (III район)	- 38 кгс/м^2;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 23ºС;
нормативный вес снегового покрова (II район)	- 70 кг/м^2;
нормативная глубина промерзания грунтов	- 1,35 м;
максимальная глубина проникновения 0°С в грунт	- 1,75 м;
сейсмичность района (СНиП РК 2.03-30-2006)	- 9 баллов;
категория грунта по сейсмическим свойствам	- II.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Согласно техническому отчету по инженерно-геологическим изысканиям, выполненному в 2014 году ТОО «КАЗГИИЗ» (г. Алматы, арх № 18 354), площадка строительства имеет следующее напластование грунтов:

почвенно-растительный слой – гумусированный суглинок - 0,1-0,2 м;
суглинок твердый с включением гравия и гальки до 15%
С=25 кПа, φ=15°, Е=5,7 МПа, ρ=1,66 г/см^3 - 0-0,9 м;
галечниковый грунт с гравийно-песчаным заполнением до 25%
R_0 =600 кПа, ρ=2,17 г/см^3 - 0-3,5 м;
гравийный грунт с песчаным заполнением до 42,4%
R_0 =400 кПа, ρ=2,14 г/см^3 - 0-2,5 м;
песок средней крупности с включением гравия и гальки до 25%
С=1,0 кПа, φ=35°, Е=30 МПа, ρ=1,94 г/см^3 - 0-2,5 м;
песок гравелистый с включением гравия и гальки до 47%
С=0 кПа, φ=38°, Е=30 МПа, ρ=2,0 г/см^3 - 0,5-2,0 м;
песок мелкий с включением гравия до 15%
С=0кПа, φ=28°, Е=18 МПа, ρ=1,92 г/см^3 - 0-2,3 м;
супесь пластичной консистенции с прослойками суглинка и песка
С = 19 кПа, φ =26°, Е=11,9 МПа, ρ =2,09 г/см^3 - 0-5,0 м;
щебенистый грунт с песченым заполнителем до 20%
ρ=2,17 г/см^3, R_0 =600 кПа - 0-5,8 м.

Рельеф участка - сложный с абсолютными отметками рельефа от 517,5 на севере до 800,0 м – на юго-востоке.

Суглинок обладает просадочностью 1 типа под воздействием дополнительных нагрузок.

Грунтовые воды вскрыты в северной части исследуемой территории на глубине 9,01-17,75 м от поверхности земли и влияния на строительство не окажут. На остальной территории до глубины 20, 0 м грунтовые воды не встречены. По степени минерализации 0,595 г/л воды пресные.

Грунты незасоленные. Грунты к бетонам марки по водонепроницаемости W4 по седержанию сульфатов для бетонов на портландцементе от реднеагрессивной до сильноагрессивной, на сульфатостойких цементах – неагрессивные, по содержанию хлоридов для бетонов на портландцеиенте, шлаколпортландцементе и сульфатомстойких цементах - среднеагрессивные.

6.4 Генеральный план и транспорт

Размещение проектируемой ветровой электростанции предусмотрено на юге Алматинской области в пределах Енбекшиказахского административного района, в 20-ти км к востоку от с. Шелек (Чилик). Ближайшие населенные пункты: с. Нурлы, расположенное в 5 км на запад и пос. Борандыасу – в 600 м на север от границы ветрополя.

Территория ветрового поля имеет прямоугольную конфигурацию, протяженность с востока на запад составляет 19 км, с юга на север – 12 км. Общая площадь в пределах которой проводились исследовательские и изыскательские работы составляет 24239 га. С севера участок ограничен автодорогой Нурлы – Ташкарасу, с юга – отрогами хребта Заилийский Алатау (шлейф гор Согеты).

В соответствии с указанными критериями площадка ВЭС в Шелекском коридоре наиболее оптимально подходит для реализации проекта строительства ВЭС мощностью 60 МВт с перспективой расширения до 300 МВт, поскольку при минимальном воздействии

на окружающую природную среду максимально реализуется высокий потенциал ветроэнергетических ресурсов.

В шести километрах к востоку размещается существующая опорная метеомачта с метеорологическим оборудованием, позволяющая получать метеоданные непосредственно по территории строительства. Также на территории есть возможность подключения к энергосистеме (ПС 220/110/35/10 кВ «Шелек») и достаточно развита транспортная сеть.

Рис. 1. Ситуационный план

Граница ветрополя
Коридор ВЛ

На площадке под строительство ветрового поля ВЭС в ТЭО рассмотрены варианты размещения четырех видов ветротурбин с соответствующими количествами установок, для приведения к установленной суммарной мощности в 60 МВт:

<u>Площадки ВЭУ-1÷24</u>

На площадке расположены:

ВЭУ;

Площадка стоянки основного крана;

Площадка для складирования и производства монтажных работ;

Вспомогательная площадка для складирования.

Покрытие площадки щебеночное.

После производства строительно-монтажных работ на площадке устраивается газон с добавлением растительного грунта.

К каждому ветрогенератору предусмотрено строительство внутриплощадочных дорог с крановыми площадками.

Расположение ветрогенераторов выполнено согласно рекомендаций компании поставщика.

По типу строительно-монтажные площадки классифицируются в зависимости от существующего уклона местности:

I тип - уклон более 20‰ или 2% (ВЭУ-14, ВЭУ-15, ВЭУ-16, ВЭУ-17, ВЭУ-18, ВЭУ-19, ВЭУ-20, ВЭУ-21, ВЭУ-22);

II тип - уклон до 20‰ (ВЭУ-1, ВЭУ-2, ВЭУ-3, ВЭУ-4, ВЭУ-5, ВЭУ-6, ВЭУ-7, ВЭУ-8, ВЭУ-9, ВЭУ-10, ВЭУ-11, ВЭУ- 12, ВЭУ-13, ВЭУ-23, ВЭУ-24).

Основные показатели по генеральному плану ВЭУ-1÷24

Таблица 10

№ п/п	Показатели	I тип, м^2	II тип, м^2	Итого, м^2
1	Площадь участка	44 420,67	74 034,45	118 445,12
2	Площадь застройки	5 535,0	9 225,0	14 760,0
3	Площадь покрытия	32 643,0	54 405,0	87 048,0
4	Площадь озеленения	35 325,0	58 875,0	94 200,0

ПС 35/110 кВ ВЭС Шелек-1

На территории подстанции расположены следующие здания и сооружения:
общеподстанционный пункт управления (ОПУ);
центральный пункт управления ВЭС (ЦПУ);
открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ;
закрытое распределительное устройство 35 кВ (ЗРУ);
трансформаторы 35/110 кВ мощностью 63000 кВА (2 компл.);
емкость аварийного слива масла;
КТП 10/0,4 кВт;
помещения для хранения мотопомпы и дизель-генератора;
противопожарные резервуары для хранения воды 100 м³ (2 шт.);
разворотная площадка;
автостоянка;
площадки для установки средств противопожарной защиты (3 шт.);
мачты освещения и молниезащиты, Н=30 м (4 шт.);
станция глубокой биологической очистки;
резервуар накопитель, V=15 м³.

Освещение станции предусмотрено прожекторными мачтами, которые установлены на территории подстанции.

В связи с отсутствием данных о качестве и объёме запасов подземных вод для использования их в качестве источника водоснабжения, в ТЭО принята схема с привозной водой. На противопожарные нужды, вода подается из двух резервуаров объёмом по 100 м³.

Для очистки сточных вод предусмотрены сооружения типа «септик» и резервуар-накопитель объёмом 15 м³. В резервуаре-накопителе после септика условно чистая (техническая) вода обеззараживается. Обеззараженная вода используется для полива территории и зеленных насаждений, а обезвоженный ил вывозится на полигон.

Дождевая и талая вода с территории, спланированным уклоном поверхности покрытий, направляются на рельеф.

На территории ПС запроектированы помещения для хранения передвижной мотопомпы и дизель-генератора.

Для размещения транспортных средств предусмотрена автостоянка.

С учётом обеспечения противопожарной безопасности предусмотрена площадка для установки противопожарного щита.

Площадь участка ПС принята в границах ограждения участка.

По периметру территории предусмотрено ограждение по серии 3.017-3, тип Б5В-2 – железобетонные панели высотой 2,0 м с насадкой 0,5 м обплетающейся колючей проволокой. Внутри территории – по серии 3.017-3, тип М1Б – металлическая ограда из сетки, натянутой на стержни по железобетонным столбам высотой 1,6 м.

Основные показатели по генеральному плану ПС

Таблица 11

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Количество		
			В границах ограждения	В границах благоустройства	Всего
1	Площадь участка	га	0,8255	0,1564	0,9819
2	Площадь застройки	$м^2$	1 139,0	288,0	-
3	Площадь покрытий	$м^2$	7 116,0	1 276,0	-

Технологические проезды

Согласно заданию на проектирование, выданному заказчиком 4 мая 2018 года, архитектурно-планировочному заданию, утвержденному ГУ «Отдел архитектуры и градостроительства Енбекшиказахского района» от 21 мая 2018 года, СНиП 2.05.07-91* «Промышленный транспорт», СНиП РК 3.03-09-2006* «Автомобильные дороги», СН РК 3.03-19-2006 «Проектирование дорожных одежд нежесткого типа», отчета об инженерно-геологических изысканиях, выполненных ТОО «КазГИИЗ» в 2014 году разработан раздел «Технологические проезды» к ВЭУ. Ситуационная схема размещения ВЭУ и технологических проездов согласована ГУ «Отдел архитектуры и градостроительства Енбекшиказахского района» от 10 мая 2018 года. Примыкание технологических проездов к автодороге «Шелек-Нурлы-р/ж Шонжы-Коктал» согласована ГУ «Управление пассажирского транспорта и автомобильных дорог Алматинской области» от 5 мая 2014 года №24-05/28-Б.

Технико-экономическим обоснованием принято:

строительство технологических проездов к площадкам ветровых электрических установок (ВЭУ) в количестве 5 подъездов.

На расстоянии 100 м до примыкания к автодороге «Шелек - Нурлы - р/ж Шонжы-Коктал» принята конструкция дорожной одежды облегченного типа с покрытием из асфальтобетона. Радиус закругления на примыкании по кромке проезжей части принят 50 м.

Протяженность подъездных дорог к ветроустановкам составляет:

подъезд от примыкания автодороге «Шелек-Нурлы» до подстанции ПС 110 кВ «от А – до Б» - 5 541,0 м;

подъезд к ВЭУ – «от В до Г» - 8 165,4 м;

подъезд к ВЭУ – «от Д до Е» - 1 378,0 м;

подъезд к ВЭУ – «от Ж до З) – 5 510,0 м;

подъезд к ВЭУ – «от И до К» - 1 819,0 м.

Всего протяженность подъездных дорог - 22 413,4 м.

Основные показатели подъездных автодорог к площадкам ВЭУ

Таблица 12

№ п.п.	Наименование параметров	Ед.изм	Нормативы	
			по СНиП 2.05.07-91*	Принятое
1	Категория подъездных дорог	-	IVв	IVв
2	Расчетная скорость движения	км/ч	30	30
3	Число полос движения	шт	1	1
4	Ширина полосы движения	м	4,5	4,5
5	Ширина проезжей части		4,5	4,5
6	Ширина обочин		1,5	1,5
7	Ширина укрепленной части обочин		0,5	0,5
8	Ширина дорожной одежды		5,5	5,5
9	Ширина земляного полотна		7,5	7,5
10	Поперечный уклон проезжей части	‰	25	25
11	Поперечный уклон обочин		40	40
12	Тип дорожной одежды	-	переходный	переходный
13	Вид дорожной одежды		щебеночный	щебеночный

Основные показатели подъездной автодороги на примыкании к а/д «Шелек-Нурлы»

Таблица 13

№ п.п.	Наименование параметров	Ед.изм	Нормативы	
			по СНиП 2.05.07-91*	Принятое
1	Категория подъездной дороги на подходе к а/д «Шелек-Нурлы»	-	IVв	IVв
2	Расчетная скорость движения	км/ч	30	30
3	Число полос движения	шт	1	1
4	Ширина полосы движения	м	4,5	4,5
5	Ширина проезжей части		4,5	4,5
6	Ширина обочин		2,0	2,0
7	Ширина укрепленной части обочин		0,5	0,5
8	Ширина дорожной одежды		5,5	5,5
9	Ширина земляного полотна		8,5	8,5
10	Поперечный уклон проезжей части	‰	25	25
11	Поперечный уклон обочин		40	40
12	Тип дорожной одежды	-	облегченный	облегченный
13	Вид дорожной одежды		асфальтобетонный	асфальтобетонный

Земляное полотно

Для подъездных дорог IVв категории высота насыпи из условия снегонезаносимости, заложение откосов из условия безопасности движения транспорта 1:3, на водопропускных трубах - 1:1,5.

Отсыпка земляного полотна предусмотрена из внетрассовых резервов.

Дорожная одежда

Конструкции дорожных одежд назначены в соответствии СН РК 3.03-19-2006, СНиП 2.05.07-91* с учетом категории дорог, срока службы покрытия, строительных и гидрологических свойств грунтового основания.

Принята следующая конструкция дорожных одежд:

на подъездных дорогах IVв категории:

слой покрытия: щебеночная смесь С4 непрерывной гранулометрии, толщиной 0,72 м;

Обочины укреплены щебеночной смесью, толщиной 0,15 м.

*на примыкании к автомобильной дороге «*Шелек-Нурлы»:

верхний слой покрытия: асфальтобетон горячий плотный мелкозернистый тип А, марки I, толщиной 0,04 м;

нижний слой покрытия: асфальтобетон горячий пористый крупнозернистый марки I, толщиной 0,06 м;

верхний слой основания: щебень фракционированный, обработанный битумом, толщиной 0,08 м;

нижний слой основания: щебень фракционированный, толщиной 0,15 м.

Водопропускные трубы

Водопропускные трубы из сборных железобетонных конструкций запроектированы под расчетные нагрузки А14, НК-120 в соответствии СНиП РК 3.03-09-2006*, СНиП 2.05.03-84*.

Для пропуска поверхностных стоков, на участках подъездных дорог предусмотрено устройство железобетонных труб в количестве 5 штук, в том числе:

железобетонные трубы: Ø 1,0 м - 1 шт; Ø 1,0 мх2 - 4 шт.

Инженерные сети

Согласно технических условии ТОО «Азиатский газопровод» на пересечение проектируемой автодороги и ВЛ-10 кВ с магистралью Казахстан - Китай от 28 февраля 2017 год №OD/TO/LE/43.1-52 с продлением от 5 апреля 2018 года № OD/TO/LE/43.1-70, на территории проектируемого ветрополя присутствуют: нитки магистрального газопровода «Казахстан - Китай», кабель ВОЛС и вдольтрассовая дорога шириной 6,5 м.

Все существующие сооружения будут иметь пересечения с проектируемым технологическим проездом, кабельной линией сбора мощности 35 кВ, воздушной линией электроснабжения 10 кВ.

На пересечении технологического проезда с коммуникациями ТОО «Азиатский газопровод» предусмотрена конструкция мостового типа с опорами на торцах, согласно полученным техническим условиям. Проектируемая кабельная линия КЛ-35 кВ закладывается в стальную трубу диаметром 140х3,5 мм, для защиты от возможного негативного воздействия на коммуникации ТОО «Азиатский газопровод».

6.5. Архитектурно-строительные решения

Ветротурбины (ВЭУ)

Комплектное оборудование ВЭУ монтируется на круглом монолитном железобетонном фундаменте диаметром 24,0 м.

Фундамент ВЭУ - монолитный железобетонный плитный круглой формы в плане. Плитная часть фундамента диаметром 24,0 м переменной высоты от 0,92 м до 2,40 м выполнена из бетона класса В45, цокольная часть фундамента диаметром 6,5 м высотой 0,5 м – из бетона класса В50 на портландцементе. Марка бетона по морозостойкости принята F75, по водонепроницаемости – W8. Армирование фундамента в нижней и верхней зоне выполнено круговой и радиальной арматурой. Для крепления нижней секции башни ВЭУ в фундаменте предусмотрен поставляемый компанией анкерный блок из 160 анкерных шпилек Ø36 мм в сборе с общей анкерной шайбой в виде металлического коль-

ца толщиной 50 мм. Подливка верхнего кольца анкерного устройства выполняется специальным раствором PEGEL.

Под фундаментами выполнена бетонная подготовка толщиной 250 мм из бетона класса В15 на портландцементе марки по морозостойкости F75, марки по водонепроницаемости – W8 с нанесением по верху подготовки эластичной гидроизоляционной смеси Ceresit CR 65.

Соприкасающиеся с грунтом поверхности фундамента покрываются битумной грунтовкой Акваизол с последующим нанесением битумно-полимерной мастики в 2 слоя.

После монтажа башни открытая поверхность фундамента за пределами башни покрывается цементно-песчаным раствором марки 200 с последующим железнением.

В основании фундаментов ВЭУ залегают суглинки, галечниковый, гравийный грунт, (по различным площадкам) с расчетным сопротивлением грунта под подошвой фундаментов от 400 до 904 кПа.

Общестанционный пункт управления (ОПУ)

ОПУ – капитальное одноэтажное здание размерами в осях 12,0х28,0 м. С подвальным помещением в осях 1-2, А-Б на отметке минус 2,300 м для помещения оборудования привозной воды. Подвальное помещение – железобетонное, монолитное, размеры в осях 7×5,4 м (6×5,15 м в чистоте), высота 2,1 м, с независимым наружным входом с площадки.

В здании расположены: лаборатория, кабинет начальника ПС, аппаратная СДТУ, щит управления, релейный зал, электрощитовая, комната выездных бригад, душевая с раздевальной, санузел, комната хранения спецодежды, комната приема пищи, техническое помещение, резервные помещения.

Конструктивная схема – железобетонный каркас.

Фундаменты – ленточные монолитные железобетонные с выпуском арматуры под стойки-сердечники.

Наружные стены – кладка из блоков ячеистого бетона.

Перегородки – кирпичные.

Перекрытие – монолитная железобетонная плита.

Крыша – чердачная по металлическим фермам.

Кровля – металлочерепица. Водосток наружный организованный.

Окна – из поливинилхлоридных профилей с однокамерным стеклопакетом.

Двери – металлические, деревянные.

Наружная отделка:

стены – окраска фасадной краской.

Внутренняя отделка:

потолок – водоэмульсионная окраска;

стены - водоэмульсионная окраска, керамическая плитка.

полы – бетонные, мозаичные, керамическая плитка, линолеум, фальшпол.

Основные показатели:

площадь застройки – 375,86 м²;

общая площадь – 297,33 м²;

строительный объем – 1 917,00 м³.

Центральный пункт управления ВЭС (ЦПУ)

ЦПУ – капитальное одноэтажное здание размерами в осях 12,0х24,0 м. С подвальным помещением в осях 1-2, А-Б на отметке минус 2,300 м для помещения оборудования привозной воды. Подвальное помещение – железобетонное, монолитное, размеры в осях 7×5,4 м (6×5,15 м в чистоте), высота 2,1 м, с независимым наружным входом с площадки.

В здании расположены: щит управления, релейный зал, ЦПУ, кабинет начальника смены ВЭС, кабинет инженера АСКУЭ, комната выездных бригад, душевая с раздевальной, санузел, комната хранения спецодежды, комната приема пищи, техническое помещение.

Конструктивная схема – железобетонный каркас.

Фундаменты – ленточные монолитные железобетонные с выпуском арматуры под стойки-сердечники.

Наружные стены – кладка из блоков ячеистого бетона.

Перегородки – кирпичные.

Перекрытие – монолитная железобетонная плита.

Крыша – чердачная по металлическим фермам.

Кровля – металлочерепица.

Окна – из поливинилхлоридных профилей с однокамерным стеклопакетом.

Двери – металлические, деревянные.

Наружная отделка:

стены – окраска фасадной краской.

Внутренняя отделка:

потолок – водоэмульсионная окраска;

стены - водоэмульсионная окраска, керамическая плитка.

полы – бетонные, мозаичные, керамическая плитка, линолеум, фальшпол.

Основные показатели:

площадь застройки – 319,86 м²;

общая площадь – 254,04 м²;

строительный объем – 1 580,80 м³.

<u>ОРУ 110 кВ</u>

ОРУ 110 кВ – блочно-модульная комплектная трансформаторная подстанция КТПБР 110 кВ. Металлоконструкции блоков монтируются на монолитные фундаменты и крепятся анкерными болтами. Линейные и шинные порталы – металлические. Несущими строительными конструкциями под выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, шинные опоры, ограничители перенапряжений - стойки и траверсы из металлических прокатных профилей, поставляемых комплектно заводом-изготовителем. Для присоединения линий 110 кВ к ПС предусматривается установка унифицированных стальных порталов ПСЛ-110 Я2. Все порталы устанавливаются на фундаментах.

Внутреннее ограждение ОРУ – сетчатое высотой 1,6 м.

<u>ЗРУ 35 кВ</u>

ЗРУ 35 кВ – здание размерами в осях 30,0х5,7 м, высотой 5 м из металлических модульных блоков типа «сэндвич» размером 1,5х5,7 м.

Фундаменты – ленточные монолитные железобетонные.

Наружные и внутренние стены, кровельное покрытие – «сэндвич» - панели.

Двери – металлические.

Основные показатели:
площадь застройки – 180,00 м²;
общая площадь – 143,00 м²;
строительный объем – 540,00 м³.

Комплектная трансформаторная подстанция (КТП 10/0,4кВ)

КТП – блочно-модульное сооружение полной заводской готовности. Опорные конструкции КТП приняты на основе использования унифицированных железобетонных конструкций по типовому проекту 407-3-612.91 в виде 2 железобетонных опор-приставок марки ПТ 43-2 с применением переходных металлических конструкций.

Помещение для хранения мотопомпы и дизель-генератора

Помещение для хранения мотопомпы и дизель-генератора – блочно-модульное одноэтажное здание каркасного типа заводского изготовления размерами 3,0х12,0 м.

Фундамент – ленточный монолитный железобетонный.

Стены – «сэндвич» - панели.

Покрытие – кровельные «сэндвич» - панели.

Фундамент дизель-генератора не имеет связи со стенами здания, а также фундаментами других агрегатов.

Для сбора масла при аварии трансформатора вокруг фундамента предусмотрен маслоприемник. Маслоприемник заполняется промытым и просеянным гравием или непористым щебнем, выполняющим функцию фильтра. Дно маслоприёмника – монолитная плита. В углу маслоприемника предусматривается маслослив, перекрытый латунной сеткой с ячейками 20х20 мм. Отвод масла организован в маслосборник V=30 м^3 по безнапорным асбестовым трубами.

Мачты освещения и молниезащиты

Мачты освещения и молниезащиты приняты унифицированные.

Мачты – металлические площадки и лестницы на центрифугированных железобетонных стойках, закреплённые в грунте ригелями.

Наружное ограждение подстанции

Наружное ограждение подстанции - железобетонное высотой 3,0 м, по верху ограждения устанавливается козырек из 3-х нитей колючей проволоки с наклоном в сторону ПС. В ограждении предусмотрено 4 технологических проезда с установкой сетчатых ворот и калиток. Внутреннее ограждение сооружений и оборудования принято сетчатое высотой 1,6 и 2,0 м серии 3.017-3 по железобетонным столбам.

Фундаменты – столбы ограждения монтируются в высверленные скважины диаметром 400 мм на подкладку из керамического кирпича толщиной 65 мм с последующей заделкой монолитным бетоном класса В7,5.

Воздушные линий ВЛ 110 кВ

Для строительства ВЛ выдачи мощности в качестве анкерно-угловых и концевых опор были приняты стальные свободностоящие опоры типов У110-1 и У110-2. Промежуточные опоры - железобетонные одностоечные типа ПБ110-5 на базе 22,6 метровых стоек СК-22 с двумя ригелями марки АР-5. Для металлических анкерно-угловых опор приняты типовые унифицированные сборные железобетонные фундаменты (подножники) Ф5-4 совместно с фундаментной балкой ФБ-1.

Воздушная линия ВЛ 10 кВ

Строительство ВЛ 10 кВ принято на базе железобетонных стоек по типовым альбомам серии 3.407.1-143.0-8 института «Сельэнергопроект».

Монтажные площадки

На каждой площадке предусмотрены мачты для установки прожекторов наружного освещения с молниеотводом и отдельно стоящие молниеотводы. В непосредственной близости каждой площадки установлена трансформаторная подстанция КТП.

Фундамент под силовой трансформатор

Фундамент под силовой трансформатор – железобетонные плиты толщиной 250 мм серии 3.407-102 выпуск 1, уложенные на бетонную подготовку из бетона класса В12,5 толщиной 100 мм. К плитам специальными болтами закреплены рельсы для выкатывания трансформатора. Под фундаментом предусмотрена щебеночная подушка толщиной 250 мм, пролитая горячим битумом до полного насыщения и балласт из крупнозернистого песка толщиной 1300 мм. Для гашения пламени горящего масла при аварийной ситуации вокруг фундамента под трансформатор предусмотрен маслоприемник размером 19,5х 9,0 м с приямком глубиной 600 мм. Пространство маслоприемника организовано путем устройства бровки из железобетонных плиток ПН32.9-1серии 3.407.1-157 выпуск 1, уложенных на ребро, и фильтра толщиной 250 мм из промытого и просеянного щебня или гравия, уложенного по монолитной армированной бетонной плите толщиной 100 мм.

Опоры под технологическое оборудование и приспособления

Опоры под технологическое оборудование и приспособления с низким и высоким расположением траверсы состоят из железобетонных стоек УСО серии 3.407-102 выпуск 1, замоноличенных бетоном класса В7,5 в предварительно высверленные в грунте скважины, и стальных траверс соответствующих назначению конфигураций.

Опоры устанавливаются на подушку из щебня толщиной 300 мм, вокруг опор выполнена отмостка из бетона класса В7,5 шириной 500 мм с уклоном i=0,03.

Маслосборник емкостью 30 м^3

Маслосборник – заглубленное сооружение из монолитного железобетона с люком и вентиляционным устройством.

Днище, стены и покрытие – монолитные железобетонные. Стены изнутри защищены торкретштукатуркой, по днищу предусмотрена стяжка из цементно-песчаного раствора марки 200 толщиной 40-100 мм с железнением поверхности.

Пожарный резервуар емкостью 100 м^3 (2 шт.)

Пожарный резервуар - прямоугольный железобетонный монолитный размерами в осях 6,0х6,0 м высотой 3,75 м до низа покрытия. Сооружение заглубленное, гидроизолированное с засыпкой грунтом слоем толщиной 1100 мм. Покрытие, колпаки камеры лаза и камеры приборов контроля, боковые поверхности стен резервуара утеплены слоем минплиты плотностью 200 кг/м^3 толщиной 100 мм.

Днище, стены и покрытие – монолитные железобетонные.

Водопропускные трубы

Круглые трубы диаметром 1,0 м сборные железобетонные по серии 3.501.1-144. Оголовки с открылками – из бетонных блоков по серии 3.501.1-144.

6.6 Инженерное обеспечение, сети и системы

Водоснабжение

В связи с отсутствием данных о качестве и объёме запасов подземных вод для использования их в качестве источника водоснабжения, в ТЭО принята схема с привозной водой.

Источником хозяйственно-питьевого и противопожарного водоснабжения принята водопроводная сеть пос. Шелек, расположенного в 30 км от проектируемой ПС (разрешение ГКП на ПВХ «Шелек Су» ГУ отдела ЖКХ и ЖИ Енбекшиказахского района от 11 июля 2018 года №95 на обеспечение объекта привозной водой).

Расход воды на наружное пожаротушение составляет 10 л/с. Для наружного пожаротушения предусматриваются два резервуара объемом 100 м^3 каждый с противопожарным запасом воды. Заполнение резервуаров привозной водой осуществляется автоцистернами. Вода на противопожарные нужды подается из резервуаров в мокрый колодец, расположенного возле резервуаров. Из мокрого колодца наружное пожаротушение зданий и сооружений осуществляется с помощью передвижной мотопомпы.

Трубопроводы от пожарных резервуаров до мокрого колодца протяженностью 13,2 м приняты из стальных электросварных труб ГОСТ 10704-91 с весьма усиленной антикоррозионной защитой. Колодцы на водопроводной сети - из сборных железобетонных элементов по т.п.р. 902-09-11.84.

Канализация

Отвод хозяйственно-бытовых стоков от зданий ОПУ и ЦПУ осуществляется канализационными сетями на установку станции глубокой биологической очистки производительностью 1 м^3/сутки в комплекте с накопительным резервуаром объёмом 15 м^3, куда поступают очищенные и обеззараженные стоки с последующим использованием для полива территории и зелёных насаждений на площадке ПС. Обезвоженный ил вывозится на полигон.

Наружные сети самотечной канализации запроектированы из асбестоцементных труб БНТ-150 протяженностью 42,0 м. Колодцы на сети выполнены из сборных железобетонных элементов по т.п.р. 902-09-22.84.

Глубина заложения трубопроводов принята из условия опыта эксплуатации сетей канализации в данном районе и в соответствии с требованиями СН РК 4.01-03-2011 «Водоотведение. Наружные сети и сооружения».

Внутренние системы водопровода и канализации

Технико-экономическим обоснованием для зданий ОПУ и ЦПУ предусмотрены системы холодного и горячего водопровода, система хозяйственно-бытовой канализации.

Привозимая автоцистерной вода сливается в баки чистой воды, установленные в подвальном помещении зданий ОПУ и ЦПУ. Для хранения чистой воды предусмотрен пластиковый бак ёмкостью 1 м^3, обеспечивающий обмен воды в нём в течение двух суток.

Система горячего водоснабжения зданий предусмотрена от электрообогревателя.

Внутренние сети хозяйственно-питьевого холодного и горячего водоснабжения приняты из полиэтиленовых труб ГОСТ 18599-2001 и армированных полипропиленовых труб.

Внутренние сети канализации предусматриваются из полиэтиленовых канализационных труб ГОСТ 22689-89.

Теплоснабжение

Источник теплоснабжения - электрокотел.

Теплоноситель - горячая вода с параметрами 80-60°С. Запитка системы отопления принята от проектируемого бака запаса воды.

Отопление

В ТЭО в офисных и бытовых помещениях зданий ОПУ и ЦПУ принята двухтрубная система отопления. В качестве нагревательных приборов приняты алюминиевые радиаторы. Удаление воздуха из системы отопления осуществляется воздухосборниками, установленными в верхних точках системы отопления. Для регулирования теплоотдачи нагревательных у отопительных приборов установлены терморегуляторы.

Трубопроводы систем отопления приняты из полипропиленовых армированных труб с тепловой изоляцией.

В электротехнических помещениях (электрощитовых, релейных залах и серверных), помещениях хранения мотопомпы и дизель-генератора в качестве отопительных приборов предусматриваются электронагревательные конвекторы, оснащенные электромеханическими термостатами.

Вентиляция

Вентиляция помещений диспетчерской, пунктов управления, релейного зала и серверных принята приточно-вытяжная с механическим побуждением.

Приток и вытяжка воздуха осуществляется приточными и вытяжными установками, которые оснащены шумоглушителем, воздушным фильтром, электрическим нагревателем для подогрева воздуха в холодные периоды года и системой автоматики.

В бытовых, административных помещениях и электрощитовых ОПУ и ЦПУ, помещениях хранения мотопомпы и дизель генератора предусматривается система вентиляции с естественным побуждением с установкой вытяжных дефлекторов. Приток – неорганизованный путем открывания оконных фрамуг.

В санузлах и душевых вытяжка осуществляется установкой бытовых осевых вентиляторов.

Воздуховоды систем вентиляции предусматриваются из тонколистой оцинкованной стали.

Для бесперебойной работы технологического оборудования релейного зала и серверных предусматривается кондиционирование воздуха при помощи сплит-кондиционеров, которые обеспечивают требуемый микроклимат в помещениях. Также для создания комфортных условий работы кондиционирование предусматривается в диспетчерской и пунктах управления.

Системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, которые обеспечивают требуемый микроклимат в помещениях релейного зала и серверных приняты со 100% резервированием.

Системы безопасности

В соответствии с требованиями СН РК 2.02-11-2002* «Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре», для помещений инженерного оборудования, должна предусматриваться автоматическая пожарная сигнализация.

В соответствии с п.2.1. Приложения «Б» СН РК 2.02-11-2002, в здании предусматривается звуковое оповещение о пожаре со световыми указателями «Выход».

В соответствии с Приложением «Б» СН РК 2.02-11-2002, в помещениях серверных и др. электроустановок должна предусматриваться система автоматического пожаротушения.

Предусмотрено оснащение периметра ПС 35/110 кВ и зданий на территории подстанции системой охранной сигнализации.

6.7 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций и взрыво-пожаробезопасности

При проектировании, строительстве и дальнейшей эксплуатации рассматриваемых в ТЭО объектов предусмотрено соблюдать инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций на дальнейших стадиях рассматриваемого объекта, который регламентируется Законом РК «О гражданской защите».

При компоновке подстанции в ТЭО учтены следующие требования и мероприятия по обеспечению пожарной безопасности в кабельном хозяйстве:

главная схема электрических соединений, схема собственных нужд и схемы оперативного тока, управление оборудованием и компоновка оборудования выполнены таким образом, что при возникновении пожаров в кабельном хозяйстве или вне его исключается одновременная потеря резервирующих присоединений;

трассы кабельных лотков на открытой части ПС предусматриваются таким образом, чтобы исключить прокладку в одном канале присоединений разных напряжений и тем самым избежать, в случае возникновения пожара в отдельной кабельной магистрали, отключение присоединений различных функциональных групп потребителей.

6.8 Оценка воздействия на окружающую среду

Материалы и предварительное «оценка воздействия на окружающую среду» к ТЭО разработаны ИП «Бейсенкулов М.С.».

Представлено заключение государственной экологической экспертизы на раздел «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду» ТЭО от 19 сентября 2014 года № 25-06-25/4419/3124, выданное ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Алматинской области».

Воздушная среда

Источниками неорганизованных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на строительной площадке являются: работа спец. техники, земляные, погрузочно-разгрузочные, сварочные, лакокрасочные работы.

В выбросах в атмосферу на период строительства проектируемого объекта, содержится 11 загрязняющих веществ объем выбросов составляет 3,316 т/год, на период эксплуатации выбросы загрязняющих веществ в атмосферу отсутствуют.

Водные ресурсы

ТЭО согласовано письмом от 6 октября 2014 года № 190803/2979 РГУ «Балхаш-Алакольская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам Министерства сельского хозяйства Республики Казахастан». Ранее выданное заключение от 6 октября 2014 года № 190803/2979 подтверждено письмом РГУ «Балхаш-Алакольская бассейновая инспекция по регулированию

использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам Министерства сельского хозяйства Республики Казахастан» от 12 июля 2018 года № 18-10-03/1275.

На период строительства используется привозная вода на хоз-питьевые и технические нужды.

На строительной площадке установлены биотуалеты, очистка производится специализированной организацией по мере накопления емкостей.

На период эксплуатации из-за отсутствия на территории объекта централизованных сетей водопровода, в качестве источника технического водоснабжения принимаются 2 проектируемые водозаборные скважины. Хозбытовая и питьевая вода привозная.

Хозяйственно-бытовые стоки отводятся в проектируемые очистные сооружения типа «септик», которые после очистки направляются в резервуар-накопитель. В резервуаре-накопителе условно чистая (техническая) вода обеззараживается. Обеззараженная вода (техническая) используется для полива территории и зеленных насаждений, а обезвоженный ил вывозится на полигон.

Недра

На период строительства и эксплуатации проектируемого объекта воздействие на недра и геологические структуры не предусматривается.

Земельные ресурсы и почва

При выполнении строительных работ предусмотрена срезка плодородного слоя почвы. По окончании строительных работ плодородный слой почвы используется на благоустройство территории объекта.

Для охраны почв от негативного воздействия отходов, образующихся при строительстве объекта, предусматривается организованный сбор, временное накопление и утилизация образующихся отходов. Накопление отходов предполагается осуществлять в герметичных металлических контейнерах, исключающих возможное загрязнение почв территории проектируемого объекта.

При проведении строительных работ значительного воздействия на почвы на территории строительной площадки не прогнозируется. Продолжительность воздействия – кратковременное.

При соблюдении технологического процесса производства строительных работ и природоохранных мероприятий загрязнение почвенного покрова исключается. Отходы производства и потребления утилизируются с наименьшим риском загрязнения окружающей среды района.

Отходы производства и потребления

В процессе строительства образуются следующие виды отходов: огарыши сварочных электродов (GA090) в объеме 0,00468 т/год, металлолом (GA090) в объеме 4,0 т/год, ветошь промасленная (AD060) в объеме 0,00635 т/год, твердые бытовые отходы (GO060) в объеме 131,16 т/год, строительный мусор (GG170) в объеме 427,9 т/год, остатки лакокрасочных материалов (AD070) в объеме 0,065 т/год.

В процессе эксплуатации образуются следующие виды отходов: металлолом (GA090, в объеме 0,2 т/год), твердые бытовые отходы (GO060, в объеме 5,04 т/год), отработанные трансформаторные масла (AC030, в объеме 0,72 т/год).

Образуемые отходы временно хранятся в соответствующих контейнерах и местах до их передачи третьим лицам, осуществляющим операции по утилизации, переработке, и удалению отходов, не подлежащих переработке или утилизации.

Влияние отходов минимально, при условии строгого выполнения проектных решений и соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических требований.

Растительность и животный мир

На территории проектируемого объекта, отсутствуют зеленых насаждений.

Согласно письма РГУ «Алматинская областная территориальная инспекция лесного хозяйства и животного мира Комитета лесного хозяйства и животного мира МСХ РК» от 19 июля 2018 года № 03-09/1049 данная территория не относится к государственному лесному фонду, на территории путей миграции, мест обитания диких животных, в том числе редких и исчезающих видов не отмечены.

Оценка экологического риска реализации намечаемой деятельности в регионе

Строительство и эксплуатация намечаемого объекта не окажет значительного воздействия на окружающую среду региона в связи с тем, что воздействие на период строительства носит кратковременный и незначительный характер, а в период эксплуатации воздействие практически незначительно. В этой связи реализация намечаемой деятельности в регионе имеет низкий экологический риск.

Представлен протокол общественных слушаний по материалам ПредОВОС в составе технико-экономического обоснования по Проекту: «Строительство ВЭС в Шелекском коридоре мощностью 60 МВт с перспективой расширения до 300 МВт» от 5 апреля 2014 года, проведенных в форме открытого собрания в Доме культуры по адресу: Алматинская область, Енбекшиказахский район, с. Шелек, ул. Жибек-жолы 85 А.

6.9 Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

Установление санитарно-защитной зоны

На период эксплуатации проектируемый объект не классифицируется, санитарно-защитная зона не устанавливается согласно требованиям Санитарных правил от 20 марта 2015 года № 237.

Проектируемая ветровая электростанция располагается на юге Алматинской области в пределах Енбекшиказахского административного района в 20 км к востоку от села Шелек (Чилик). Ближайшие населенные пункты: село Нурлы расположено в 5 км на запад, поселок Борандыасу в 600 м на север от границы ветрополя.

Участок строительства располагается вне водоохранных зон и полос поверхностных водных объектов. Сброс сточных вод в поверхностные и подземные водные объекты не предусматривается.

Предусмотрено применение строительных материалов III класса радиационной безопасности согласно требованиям Гигиенических нормативов от 27 февраля 2015 года № 155.

На участке застройки не обнаружены превышения мощности гамма-фона и содержания радона и продуктов его распада с поверхности грунта согласно требованиям пункта 31 Гигиенических нормативов от 27 февраля 2015 года № 155.

Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания рабочих на период строительства, реконструкции и ремонте

Для защиты персонала на различных этапах производства строительно-монтажных работ предусмотрены средства индивидуальной защиты. Предусмотрен своевременный ремонт и стирка спец.одежды.

Санитарно-бытовые помещения для работающих размещены в границах стройплощадки в виде мобильных инвентарных зданий контейнерного типа. Санитарно-бытовые помещения представлены: гардеробная-умывальная; душевая; медпункт с

набором необходимых медикаментов; помещение для обогрева и приёма пищи; помещение для сушки спецодежды и обуви; столовая; биотуалеты. Гардеробные для хранения личной и специальной одежды оборудованы индивидуальными шкафчиками. Пол в душевой, умывальной, гардеробной, туалетах, помещениях для хранения специальной одежды выполнен из влагостойкого материала с нескользкой поверхностью и уклоном к трапу для стока воды. В гардеробных и душевых предусмотрены рифленые резиновые и пластмассовые коврики, легко подвергающиеся мойке. Санитарно-бытовые помещения оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией, отоплением и канализацией.

Предусмотрена привозная питьевая вода для организации водно-питьевого режима рабочих. Предусмотрено оснащение надворными санитарными установками с водонепронецаемой выгребной ямой на территории строительной площадки. Предусмотрена организация горячего питания рабочих в столовой с раздачей и приемом пищи в специальном помещении на строительной площадке.

6.10 Институциональный раздел

Основными участниками реализации, разрабатываемого ТЭО «Строительство ветровой электрической станции в Шелекском коридоре мощностью 60 МВт с перспективой расширения до 300 МВт Енбекшиказахский район Алматинская область» в Алматинской области являются:

заказчик – ТОО «Энергия Семиречья»;

разработчик ТЭО и схемы выдачи мощности - ТОО «Казгидро»;

подрядные организации по разработке ПСД и строительства объектов ВЭС и схемы выдачи мощности;

поставщики основного оборудования объектов ВЭС и схемы выдачи мощности;

поставщики произведенной на ВЭС электроэнергии в сеть - АО «KEGOC», АО «Алатау Жарык Компаниясы»;

покупатель/ продавец произведенной на ВЭС электроэнергии - ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии».

Заказчик – ТОО «Энергия Семиречья» в структуре управления является инвестором, балансодержателем и эксплуатирующей организацией в постинвестиционный период и соответственно:

привлекает собственные или сторонние инвестиционные средства и осуществляет контроль над их целевым использованием;

обеспечивает авторский надзор за соблюдением правильного осуществления идеи и концепции проекта;

организует управление проектом в целом;

несет полную финансовую ответственность за обеспечение инвестиций в полном объеме и по запланированным расходам;

осуществляет эксплуатацию предусмотренных в составе ТЭО объектов генерации и выдачи мощности в соответствии с нормативно-правовыми актами, правилами технической эксплуатации и правилами техники безопасности.

ТОО «Энергия Семиречья» является совместным предприятием, участниками которого являются ТОО «SamrukGreenEnergy» (дочерняя компания АО «Самрук-Энерго») и АО «НК «СПК «Жетысу», созданное для осуществления деятельности в сфере строительства ВЭС в Шелекском коридоре.

Подрядные компании по разработке ПСД и строительству объектов будут выбраны по итогам запросов технико-коммерческих предложений у организаций, имеющих соответствующие лицензии и разрешения.

АО «Алатау Жарык Компаниясы» - крупная энергетическая система на юге Республики Казахстан по передаче и распределению электрической энергии для населения, промышленных и сельскохозяйственных предприятий в зоне своей деятельности – городе Алматы и Алматинской области.

АО «KEGOC» – создано в соответствии с постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 сентября 1996 года № 1188 «О некоторых мерах по структурной перестройке управления энергетической системой Республики Казахстан». Является Системным оператором единой электроэнергетической системы Республики Казахстан.

ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» (утверждён постановлением Правительства РК от 27 марта 2014 года № 271 Об утверждении Правил определения фиксированных тарифов и предельных аукцион-ных цен) - юридическое лицо, создаваемое системным оператором и определяемое Правительством РК, осуществляющее в порядке, предусмотренном Законом, централизованную покупку и продажу электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии и поставленной в электрические сети единой электроэнергетической системы РК.

6.11 Организация строительства

Продолжительность строительства

Продолжительности строительства и расчет задела по годам выполнены согласно СН РК 1.03-01-2014 и СП РК 1.03-1102-2014 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» часть 2 составляет 18 месяцев,в том числе подготовительный период.

Начало строительных работ сентябрь 2018 года, согласно письма заказчика № 01-04/197 от 24 июля 2018 года.

Распределение инвестиций по годам строительства составляет: 2018 год - 7%; 2019 год – 86%; 2020 год - 7 %.

6.12 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии с Государственным нормативом по определению расчетной стоимости строительства, утвержденным приказом Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 10 марта 2016 года №68-нқ и Нормативным документом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденным приказом Председателя Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 14 ноября 2017 года №249-нқ, на основании государственных сметных нормативов, задания на разработку ТЭО и принятых предпроектных решений.

Расчетная стоимость строительства подлежит утверждению заказчиком в установленном законодательством порядке и является основанием для определения лимита средств заказчика (инвестора) на реализацию инвестиционных проектов и/или объектов строительства за счет государственных инвестиций в строительство и средств субъектов квазигосударственного сектора в соответствии с пунктом 13 Нормативного документа по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан.

Расчетная стоимость строительства определена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 2018.1) по выпуску сметной документации в текущих ценах 2018 года.

Расчеты выполнены согласно принятых решений в ТЭО с применением укрупненных расценок проекта-аналога:

РП «Ветроэлектростанция Бадамша II в Актюбинской области Республики Казакстан», заключение РГП «Госэкспертиза» от 21 сентября 2017 года, №01-0451/17;

При составлении смет использованы:

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015 изменения и дополнения 1-11;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтажные работы, ЭСН РК 8.04-02-2015 изменения и дополнения 1-11;

сборники сметных цен в текущем уровне 2018 года на строительные материалы, изделия и конструкции, ССЦ РК 8.04-08-2017. Выпуск 1;

сборники сметных цен в текущем уровне 2018 года на инженерное оборудование объектов строительства, ССЦ РК 8.04-09-2017;

сборник сметных цен в текущем уровне 2018 года на эксплуатацию строительных машин и механизмов, СЦЭМ РК 8.04-11-2017 изменения и дополнения. Выпуск 11;

сборник тарифных ставок в строительстве, СТС РК 8.04-07-2017*;

сборник сметных цен в текущем уровне 2018 года на перевозку грузов для строительства, СЦПГ РК 8.04-12-2017. Выпуск 1;

сборники укрупненных показателей сметной стоимости конструктивов и видов работ. Элементы внешнего благоустройства зданий и сооружений. Малые архитектурные формы, УСН РК 8.02-03-2017;

перечень оборудования, материалов, изделий с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующих сборниках цен, утвержденный заказчиком от 06 августа 2018 года, согласно пункту 24 Государственного норматива по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, (приказ КДСиЖКХ МИР РК от 14 ноября 2017 года №249-нқ).

В расчетной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

накладные расходы, определенные в соответствии с Нормативным документом по определению величины накладных расходов и сметной прибыли в строительстве (приложение 2 к приказу от 14 ноября 2017 года № 249-нқ);

сметная прибыль в размере 8 % от суммы прямых затрат и накладных расходов (п. 16, приложение 2 к приказу от 14 ноября 2017 года № 249-нқ);

средства на непредвиденные работы и затраты в размере 2 % от стоимости строительно-монтажных работ по главам 1-9 сметного расчета стоимости строительства (п. 72, приложение 1 к приказу от 14 ноября 2017 года № 249-нқ);

средства на временные здания и сооружения согласно НДЗ РК 8.04-05-2015;

дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время НДЗ РК 8.04-06-2015;

затраты на командировочные расходы на основании письма ТОО «Энергия Семиречья» от 07 августа 2018 года № 01-04/217.

Расчетная стоимость строительства определена в ценах 2018 года. Переход к прогнозной сметной стоимости строительства на 2019-2020 гг. выполнен с учетом норм задела объема инвестиций по годам строительства, прогнозного уровня инфляции, установленного согласно приложению 1 «Прогноз социально-экономического развития Республики Казахстан на 2018–2022 годы», протокол заседания Правительства Республики Казахстан от 29 августа 2017 года № 34:

Налог на добавленную стоимость принят в размере, устанавливаемом законодательством Республики Казахстан на период соответствующий периоду строительства, от расчетной стоимости строительства.

6.13 Финансово-экономический раздел

Финансово-экономическая модель выполнена в соответствии с «Правилами разработки или корректировки, проведения необходимых экспертиз инвестиционного предложения государственного инвестиционного проекта, а также планирования, рассмотрения, отбора, мониторинга и оценки реализации бюджетных инвестиций», утверждёнными приказом МНЭ РК от 5 декабря 2014 года № 129 и «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство» СП РК 1.02-21-2007.

Финансирование смешанное, состоящее из привлечения займа и собственных средств. ТОО «Энергия Семиречья» является совместным предприятием, участниками которого являются: ТОО «SamrukGreenEnergy» (дочерняя компания АО «Самрук-Энерго») и АО «НК «СПК «Жетысу», созданные для осуществления деятельности в сфере строительства ВЭС в Шелекском коридоре. ТОО «Энергия Семиречья» будет главным заёмщиком и держателем актива.

Ветровая электрическая станция должна обеспечить потребности населения и предприятий города Алматы и области в электрической энергии, в которой есть серьезная потребность. Кроме того, в соответствие с Законом Республики Казахстан № 165-IV от 04.07.2009 г. («О поддержке использования возобновляемых источников энергии» с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2018 г.) и Техническими условиями АО «АЖК» № 41-3175 от 22.05.2018 г.) на подключение ВЭС Шелек мощностью 60 МВт к электрическим сетям, вся вырабатываемая ВЭС электроэнергия поставляется в сети АО «АЖК». Тем самым исключается риск её не востребованности и неполучения дохода от продажи.

12 июня 2014 года принято Постановление Правительства Республики Казахстан №645 «Об утверждении фиксированных тарифов», в соответствии с которым тариф на поставку электрической энергии, производимой ВЭС, установлен в размере 22.68 тенге/кВт*ч (без НДС). На основании вышеизложенного, можно заключить, что риска, связанного с регулированием тарифа на электроэнергию, в данном проекте быть не может.

Расчет экономических и финансовых показателей Проекта производится при следующих условиях:

расчетный период проекта – 22 года (в т.ч. период эксплуатации 20 лет);

ставка дисконтирования принята на уровне 10 %;

учет прогнозного уровня инфляции;

ставки начисления налогов взяты в соответствии с действующим налоговым законодательством Республики Казахстан.

Результаты расчета экономической эффективности инвестиций, приведены в таблице.

Таблица 14

Наименование показателей	Ед. изм.	Значение показателя
Чистая прибыль	млн. тенге	30 049,92
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. тенге	650,51
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	10,64
Индекс доходности		1,02
Простой срок окупаемости	лет	11
Дисконтированный срок окупаемости (DPBP)	лет	18

Проект характеризуется следующими показателями экономической эффективности NPV = 650,51 млн. тенге, IRR = 10,64%, что свидетельствует об эффективности Проекта.

6.14 Социальный раздел

Анализ социальной необходимости проекта проведен с учетом анализа спроса на услуги электроснабжения, улучшение энергоснабжения на местном уровне, а также необходимости в сокращении выбросов парниковых газов. Необходимость реализации проекта строительства ВЭС основывается на наличии спроса на данный вид производимой продукции, что подтверждается следующими моментами:

потенциальными потребителями предоставляемых услуг электроснабжения по данному проекту являются все виды застройки городов Алматинской области;

реализация данного проекта, в первую очередь, окажет положительное влияние на увеличение занятости населения, снижение уровня безработицы, повышение доходов населения.

Расчет численности эксплуатационного персонала выполнен на основании «Нормативов численности персонала региональных энергокомпаний и энергопередающих организаций, осуществляющих передачу электрической энергии по сетям напряжением до 220 кВ». Численность технического персонала ВЭС, принятая в работе 14 человек, численность персонала подрядных организации - 12 человек, итого численность персонала – 26 человек. Весь персонал должен пройти обучение и иметь соответствующую квалификацию.

Комплектование строительно-монтажными кадрами предполагается за счет постоянных кадровых рабочих подрядных организации. В Алматинской области имеются строительно-монтажные организации, которые специализируются на строительстве ЛЭП и подстанций, поэтому альтернативные варианты потребности в трудовых ресурсах не требуются.

Создаваемые дополнительные рабочие места для эксплуатации электросетевых объектов будут способствовать росту занятости населения.

6.15 Энергосбережение и повышение энергоэффективности

Предусмотрен следующий объем мероприятий по ограничению потерь электроэнергии:

применение современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, интегрированных в систему диспетчерско-технологического управления;

измерение электропотребления электронными счетчиками с возможностью их включения в комплекс АСКУЭ;

установка мультиплексоров, позволяющих организовать необходимое количество каналов связи с требуемыми интерфейсами: голосовые каналы, каналы передачи телеинформации, а также каналы для автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии.

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Изменения и дополнения, внесенные в техник-экономическое обоснование в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям РГП «Госэкспертиза» в технико-экономическое обоснование «Строительство ветровой электрической станции в Шелекском коридоре мощностью 60 МВт с перспективой расширения до 300 МВт, Енбекшиказахский район, Алматинская область» внесены следующие изменения и дополнения:

Исходно-разрешительная документация

1. ТОО «Энергия Семиречья» - письмо обоснование отсутствия необходимости размещения новых резервных мощностей для покрытия неравномерности генерации возобновляемых источников энергии от 01 августа 2018 года № 01-04/211.

2. АО «АЖК» - представлено письмо о размещении существующих регулирующих мощностей для покрытия неравномерности графика нагрузок Алматинского энергоузла от 26 июля 2018 года № 26-4901.

3. АО «АЖК» - представлено письмо о согласовании предпроектной работы «Схема выдачи мощности ветровой электрической станции» с требованиями предусмотренными к выполнению на дальнейших этапах проектирования от 30 июля 2018 года № 26-4796.

4. АО «KEGOC» - представлено письмо о согласовании предпроектной работы «Схема выдачи мощности ветровой электрической станции» с приложенными требованиями Системного оператора предусмотренными к выполнению на дальнейших этапах проектирования от 27 июля 2018 года № 01-24-02-05/4487.

5. ГУ «Южно-Казахстанский межрегиональный департамент геологии и недропользования «Южказнедра» - представлено заключение «Об отсутствии или малозначительности полезных ископаемых в недрах под участком предстоящей застройки» от 31 июля 2018 года №KZ72VNW00001806.

6. РГУ «Алматинская областная территориальная инспекция лесного хозяйства и животного мира Комитета лесного хозяйства и животного мира МСХ РК» - представлено письмо о том, что территория строительства ВЭС не относится к государственному лесному фонду, на данной территории путей миграции, мест обитания диких животных, в том числе редких и исчезающих видов не отмечены, от 19 июля 2018 года № 03-09/1049.

Электротехнические решения

7. Представлены решения по системам связи согласно ТУ № 1254, выданных АО «ASTEL».

8. Институциональный раздел

9. В соответствии с требованиями по п. 4.3.12 СП РК 1.02-21-2007 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство», указано в главе 14.3 институционального раздела, что ТОО «Энергия Семиречья» в структуре управления является инвестором, балансодержателем и эксплуатирующей организацией в постинвестиционный период.

10. Указаны в главе 14.3 институционального раздела действующие нормативные документы на основании которых ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» определено расчетно-финансовым центром по поддержке возобновляемых источников энергии, осуществляет централизованную покупку и продажу электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии и поставленной в электрические сети единой электроэнергетической системы РК.

Генеральный план

11. На генеральном плане показаны расстояния между ВЭУ, от ВЭУ до ПС (п.5.2.1 СП РК 4.04-112-2014).

12. Уточнено на каких площадках ВЭУ принят Тип I и Тип II площадок.

13. Показана существующая метеомачта. На период эксплуатации ВЭУ метеорологическое оборудование устанавливается на верху гондолы (раздел 7.2 СП РК 4.04-112-2014).

Архитектурно-строительные решения

14. В обще-подстанционном пункте (ОПУ) предусмотрена комната приема пищи (п.6.6 СП РК 4.04-112-2014).

15. По фундаментам для ветровых турбин приведены требования по устройству грунтовых подушек.

16. Представлены расчеты фундаментов по программе «ЛИРА».

17. В пояснительную записка включены водопропускные трубы и пожарные резервуары.

Водоснабжение

18. Представлена графическая часть наружных сетей водоснабжения и канализации с указанием протяженности водопроводных и канализационных сетей.

19. Предусмотрены в ТЭО (ПЗ) обоснования принятых решений водоснабжению и канализации.

20. Представлены показатели по системам водопровода и канализации зданий ОПУ и ЦПУ.

Оценка воздействия на окружающую среду в процессе экспертизы

21. Представлен откорректированный раздел «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду».

Оценка на соответствие санитарным правилам и гигиеническим нормам

22. Предусмотрено применение строительных материалов III класса радиационной безопасности согласно требованиям Гигиенических нормативов от 27 февраля 2015 года № 155.

23. Представлена ситуационная схема размещения ВЭС с указанием населенных пунктов и расстояний до них, генеральный план.

24. Раздел ПОС дополнен в части санитарно-эпидемиологических требований к условиям труда и бытового обслуживания рабочих на период строительства согласно требованиям Санитарных правил от 28 февраля 2015 года № 177, Санитарных правил от 19 марта 2015 года № 234, Санитарных правил от 28 февраля 2015 года № 174.

Сметная документация

25. Расценки в локальных сметах приведены в соответствие с действующей сметно-нормативной базой.

26. Объемы работ в локальных сметах приведены в соответствие с проектными решениями.

7.2 Оценка принятых решений

В целом ТЭО разработано в необходимом объеме, в соответствии с заданием на проектирование, исходными данными, техническими условиями и требованиями.

Состав и комплектность представленных материалов соответствуют требованиям СП РК 1.02-21-2007 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство».

Материалы инженерных изысканий содержат достаточные данные, необходимые для разработки ТЭО.

Принятые решения с учетом внесенных изменений по п. 7.1 соответствуют государственным нормативным требованиям, функциональному назначению объекта.

Уровень ответственность объекта – II.

ТЭО с разделом «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду» соответствует Экологическому кодексу Республики Казахстан от 9 января 2007 года,

«Инструкции по проведению оценки воздействия на окружающую среду», утвержденной приказом МООС РК от 28 июня 2007 года № 204-п.

ТЭО соответствует требованиям Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденных Приказом МНЭ РК от 20 марта 2015 года № 237; Гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных Приказом МНЭ РК от 27 февраля 2015 года № 155; Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения», утвержденных Приказом МНЭ РК от 28 февраля 2015 года № 174; Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания», утвержденных Приказом МНЭ РК от 19 марта 2015 года № 234; Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденных Приказом МНЭ РК от 28 февраля 2015 года № 177.

Основные технико-экономические показатели

Таблица 15

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			заявленные	рекомендуемые к утверждению
	Ветровая электростанция (ВЭС)			
1	Установленная мощность	МВт	60	60
2	Площадь участков ВЭУ	га	11,8445	11,8445
3	Ветроэнергетическая установка, 2,5 МВт	компл.	24	24
4	Протяженность КЛ-35 кВ и линии связи	км	25,90	25,90
5	Технологические проезды	км	22,4	22,4
	ПС-35/110 кВ ВЭС Шелек-1			
6	Площадь участка	га	0,9819	0,9819
7	Силовые трансформаторы	МВА	2х63	2х63
	Одноцепные ВЛ-110 кВ			
8	Протяженность ВЛ-110 кВ	км	2х36,5	2х36,5
	Реконструкция ОРУ-110 кВ ПС 220/110/35/10 кВ № 68И Шелек			
9	Замена оборудования линейных ячеек ОРУ-110 кВ по схеме 110-13	ячейка	2	2
	ВЛ-10 кВ			
10	Протяженность ВЛ-10 кВ	км	8,67	8,67
11	Общая расчетная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2018-2020 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	40 214,912 8 583,670 25 951,613 5 679,629	39 724,100 7 588,994 27 206,501 4 928,605
12	Из них по годам: 2018 год (в том числе ПИР, экспертиза)	млн. тенге		3 156,492 33 709,475 2 858,133

	2019 год 2020 год			
13	Нормативная продолжительность строительства	мес.	18	18

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений технико-экономическое обоснование «Строительство ветровой электрической станции в Шелекском коридоре мощностью 60 МВт с перспективой расширения до 300 МВт, Енбекшиказахский район, Алматинская область» соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

Ветровая электростанция (ВЭС):
установленная мощность - 60 МВт;
площадь участков ВЭУ - 11,8445 га;
ветроэнергетическая установка, 2,5 МВт - 24 компл;
протяженность КЛ-35 кВ и линии связи - 25,90 км;
технологические проезды - 22,4 км;
ПС-35/110 кВ ВЭС Шелек-1:
площадь участка - 0,9819 га;
силовые трансформаторы - 2х63 МВА;
Одноцепные ВЛ-110 кВ:
протяженность ВЛ-110 кВ - 2х36,5 км;
Реконструкция ОРУ-110 кВ ПС 220/110/35/10 кВ № 68И Шелек:
замена оборудования линейных ячеек ОРУ-110 кВ по схеме 110-13 - 2 ячейки;
ВЛ-10 кВ:
протяженность ВЛ-10 кВ - 8,67 км;
общая расчетная стоимость строительства в текущих
и прогнозных ценах 2018-2020 гг., всего - 39 724,100 млн. тенге,
в том числе: СМР - 7 588,994 млн. тенге,
оборудование - 27 206,501 млн. тенге,
прочие - 4 928,605 млн. тенге;
нормативная продолжительность строительства - 18 мес.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована ТОО «Энергия Семиречья» в соответствии с условиями договора от 01 июня 2018 года № 01-0759.

3. Заказчику на стадии проектирования максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып «Алматы облысының Еңбекшіқазақ ауданындағы Шелек дәлізінде болашақта 300 МВт-ге дейін кеңейтумен қуаты 60 МВт жел электр станциясын салу» техникалық-экономикалық негіздемесі Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіпте келесідей негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштермен бекітілуге ұсынылады:

Желді электростанция (ЖЭС):
орнатылған қуат - 60 МВт;

ЖЭО учаске ауданы	- 11,8445 га;
2,5 МВт желэнергетикалық орнату	- 24 жинақ;
КЖ-35 кВ ұзындығы және байланыс желілері	- 25,90 км;
технологиялық жолдар	- 22,4 км;
ҚС-35/110 кВ ЖЭС Шелек-1:	
учаске ауданы	- 0,9819 га;
күштік трансформаторлар	- 2х63 МВА;
ӘЖ-110 кВ біртізбекті:	
ӘЖ-110 кВ ұзындығы	- 2х36,5 км;
АТО-110 кВ ҚС 220/110/35/10 кВ № 68И Шелек реконструкциялау	
сызықты ұяшықты жабдықтарды ауыстыру	
110-13 схемасы бойынша АТО-110 кВ	- 2 ұяшық;
ӘЖ-10 кВ:	
ӘЖ-10 Кв ұзындығы	- 8,67 км;
2018-2020 жж. ағымдағы бағадағы	
құрылыстың жалпы сесептік құны, барлығы	- 39 724,100 млн.теңге,
оның ішінде: ҚМЖ	- 7 588,994 млн.теңге,
жабдық	- 27 206,501 млн. теңге,
өзгелер	- 4 928,605 млн. теңге;
құрылыстың нормативтік ұзақтығы	- 18 ай.

2. Осы сараптама қорытындысы жобалау үшін тапсырыс беруші бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 2018 жылғы 01 маусымдағы № 01-0759 шарттың талаптарына сәйкес «Энергия Семиречья» ЖШС кепілдік етеді.

3. Тапсырыс беруші әзірлеушіден техникалық-экономикалық негіздемесі бойынша құжаттаманы қабылдап алу кезінде оның осы сараптама қорытындысына сәйкестігін тексерсін.

Карагойшин Т.Д.

Генеральный директор

Масанова А.К.

и.о. начальника сметного отдела

Чукпарова А.У.

Начальник отдела

Хван К.А.

Советник Генерального директора по техническим вопросам

Жексенбай А.

Начальник производственного отдела

Иманбаев С.Б.

Начальник управления экспертизы проектов

Едресов Е.Ж.

Заместитель генерального директора по производству

Ибраимов К.О.

Эксперт

Жонкина Н.Х.

Эксперт

Баймухаметова А.К.

Эксперт

Жоламан А.Ж.

Руководитель сектора

Шапатин Е.А.

Эксперт

Асанова Г.З.

Начальник управления

Орлова Н.Б.

Эксперт

Урустембеков Б.А.

Эксперт

Шалабекова Г.К.

Эксперт

Искалиев А.Н.

Руководитель экспертной группы

Кочетова С.В.

Руководитель сектора