««ҚҚЗ-U» ЖШС 35/10кВ БТҚ ҚС-тан «Уранэнерго» ЖШС «Хорасан» 110/10кВ ҚС дейін 35кВ ӘЖ салу» ТЭН**»**
техника-экономикалық негіздемесі бойынша

13.09.2019 ж. № 14-0138/19
он
ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ:
«Уранэнерго» ЖШС

ӘЗІРЛЕУШІ:
«Южэнергопроект» ЖШС
Шымкент қаласы

Қызылорда қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«ҚҚЗ-U» ЖШС 35/10кВ БТҚ ҚС-тан «Уранэнерго» ЖШС «Хорасан» 110/10кВ ҚС дейін 35кВ ӘЖ салу» техника-экономикалық негіздемесіне осы сараптамалық қорытынды «Мемсараптама» РМК-ның Қызылорда облысы бойынша филиалымен берілді.

«Мемсараптама» РМК-ның Қызылорда облысы бойынша филиалының рұқсатынсыз осы сараптамалық қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 14-0138/19 от 13.09.2019 г.
положительное
по технико-экономическому обоснованию
«ТЭО «Строительство ВЛ-35кВ от ПС ГПП 35/10кВ ТОО «СКЗ-U» до ПС 110/10кВ «Хорасан» ТОО «Уранэнерго»»**»**

ЗАКАЗЧИК:
ТОО «Уранэнерго»

РАЗРАБОТЧИК:
ТОО «Южэнергопроект»
город Шымкент

город Кызылорда

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение на технико-экономическое обоснование **«Строительство ВЛ-35кВ от ПС ГПП 35/10кВ ТОО «СКЗ-U» до ПС 110/10кВ «Хорасан» ТОО «Уранэнерго»»** выдано филиалом РГП «Госэкспертиза» по Кызылординской области.

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

1. НАИМЕНОВАНИЕ: технико-экономическое обоснование «Строительство ВЛ-35кВ от ПС ГПП 35/10кВ ТОО «СКЗ-U» до ПС 110/10кВ «Хорасан» ТОО «Уранэнерго»».

Настоящее заключение выполнено на основании договора от 18 июня 2019 года №01-1030 между Республиканским государственным предприятием на праве хозяйственного ведения «Государственная вневедомственная экспертиза проектов» (РГП «Госэкспертиза») и ТОО «Уранэнерго».

2. ЗАКАЗЧИК: ТОО «Уранэнерго».

3. РАЗРАБОТЧИК: ТОО «Южэнергопроект» г. Шымкент (государственная лицензия ГСЛ №015958 от 17 августа 2004 года, на проектную деятельность, II-категория, выданная Агентством Республики Казахстан по делам строительства и ЖКХ; приложение к лицензии от 26 июня 2012 года; приложение к лицензии от 22 августа 2016 года, выданное ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля Южно-Казахстанской области»).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: собственные средства ТОО «Уранэнерго».

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

техническое задание на разработку технико-экономического обоснования от 2018 года, утвержденное ТОО «Уранэнерго»;

договор купли-продажи земельного участка от 09 января 2008 года №439 между Жанакорганским районным отделом земельных отношений и ТОО «СКЗ-U», с приложениями;

акт на право частной собственности на земельный участок №0118617 с кадастровым номером №10-149-040-1043 от 24 ноября 2008 года, для производственной площадки;

постановление акимата Жанакорганского района Кызылординской области от 26 августа 2011 года №1225 о предоставлении ТОО «Уранэнерго» права временного возмездного землепользования (аренды) для подстанции;

договор об аренде земельного участка от 20 декабря 2011 года №2061 между Жанакорганским районным отделом земельных отношений и ТОО «Уранэнерго» для подстанции;

акт на право временного возмездного землепользования (аренды) №0204909 с кадастровым номером №10-149-041-1156 от 21 декабря 2011 года для подстанции;

акт обследования места пересечения ВЛ-35кВ через железнодорожную линию на 3010км ПК6+80 метров перегона Рзд.26-Боройнак от 28 марта 2019 года, составленный специальной комиссией: представителями Кызылординского отделения магистральной сети, Кызылординской дистанции пути, Кызылординской дистанции сигнализации и связи, филиала АО «Транстелеком», ТОО «Уранэнерго»;

протокол совещания по рассмотрению проекта строительства ЛЭП-35кВ от ПС ГПП-35/10кВ ТОО «СКЗ-U» до ПС 110/10кВ «Хорасан» ТОО «Уранэнерго» от 18 апреля 2019 года, под председательством главного инженера отдела энергетики производственного департамента АО «НАК «Казатомпром», с представителями АО «НАК «Казатомпром», ТОО «Уранэнерго», ТОО «Южэнергопроект», рудников «Хорасан-1» и «Хорасан-2», ТОО «Кызылкум», ТОО «Байкен-U»,

перечень оборудования, материалов, изделий и конструкции, прайс-листы, утвержденные ТОО «Уранэнерго» от 19 августа 2019 года;

отчет по инженерным изысканиям, выполненный ИП «Нуртазаева Т.К.», г,Шымкент, в 2018 году (ГСЛ-Ф №002774 от 17 ноября 2004 года, на изыскательскую деятельность, выданная Агентством РК по делам строительства и ЖКХ, приложение к лицензии от 10 июля 2012 года).

письма:

ТОО «Уранэнерго»:

от 23 апреля 2019 года №09-07/304 о сроках строительства и об источнике финансирования;

от 23 августа 2019 года №03-07/63 об отводе дополнительного земельного участка для расширения территории подстанции;

РГУ «Арало-Сырдарьинская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам МСХ РК» от 15 февраля 2019 года №18-9-02-11/112 о согласовании схемы предварительного выбора земельного участка.

Технические условия:

Кызылординской дистанции пути филиала АО «НК «КТЖ» - «Кызылординское отделение магистральной сети» от 03 апреля 2019 года №212 на пересечение проектируемой высоковольтной линии электропередач ВЛ-35кВ через железную дорогу на 3010км ПК6+80м перегона Рзд.26-Боройнак, прокладываемой ТОО «Уранэнерго»;

Кызылординской дистанции сигнализации и связи филиала АО «НК «КТЖ» - «Кызылординское отделение магистральной сети» от 29 марта 2019 года №ШЧ-39/248 на место пересечения кабеля ВЛ-35кВ железнодорожного пути на перегоне Рзд.26-Боройнак на 3010км ПК6+80;

Кызылординской дистанции электроснабжения филиала АО «НК «КТЖ» - «Кызылординское отделение магистральной сети» от 01 апреля 2019 года №365 на пересечение проектируемой высоковольтной линии ВЛ-35кВ ТОО «Уранэнерго» с ВЛ-10кВ ПЭС и ДЦ на 3010км ПК6+80м перегона Рзд.26-Боройнак;

филиала АО «Кызылордатранстелеком» от 01 апреля 2019 года №06-04/19/ТУМС-10 на пректирование устройства кабеля ВЛ-35кВ с пересечением существующего магистрального кабеля ВОЛС АО «Транстелеком» на участке железной дороги 3010км ПК6+80м перегона Рзд.26-Боройнак;

ТОО «СКЗ-U» от 27 марта 2018 года №01 на постоянное электроснабжение.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций

ситуационная план-схема ВЛ-35кВ от ПС ГПП 35/10кВ ТОО «СКЗ-U» до ПС 110/10кВ «Хорасан» (предварительный выбор трассы), согласованная Жанакорганской РЭС АО «КРЭК», КГУ «Отдел архитектуры, градостроительства и строительства Жанакорганского района», ТОО «Уранэнерго», ТОО «Южэнергопроект».

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Книга	Исходные данные. Общая пояснительная записка
Альбом 2	Маркетинговый раздел
Альбом 3	Основные технические решения
Альбом 4	Основные технологические решения.
Альбом 5	Охрана труда и техника безопасности при эксплуатации
Альбом 6	Санитарно эпидемиологический раздел
Альбом 7	Архитектурно-строительные решения
Альбом 8	Основные технические и строительные решения. ВЛ 35кВ от ПС 35/10кВ «СКЗ-U» до ПС 110/10кВ «Хорасан».

Альбом 9	Социальный раздел
Альбом 10	Энергосбережение
Альбом 11	Срок окупаемости
Альбом 12	Технико-экономические показатели
Книга	Предварительная оценка воздействия на окружающую среду, 2019 год (ИП Баймаханова Г.М., лицензия №02406Р от 28 октября 2016 года)
Книга	Сметная документация

5.4 Цель и назначение объекта, необходимость и целесообразность его строительства.

Целью сооружаемых объектов является производство и сбыт основного вида продукции – электроэнергии для обеспечения в регионе серно-кислотного завода, обеспечивающего завод электроэнергией, а также имеющего возможность поставлять в местные районные сети электроэнергией от ПС 35/10 «СКЗU».

5.5 Маркетинговый раздел

Оценка существующего и оценка прогнозного спроса на мощность и электроэнергию

Основным поставщиком электроэнергии в данном регионе является АО «KEGOC». Существующая ПС 110/10 кВ «Хорасан» получает питание со стороны ПС «РУ-6». Но в связи с открытием в регионе серно-кислотного завода, обеспечивающего завод электроэнергией, а также имеющего возможность поставлять в местные районные сети возникла необходимость в дополнительном потреблении эл. энергией от ПС 35/10 «СКЗ-U». Согласно ТУ имеется возможность в выдаче – 10 МВт электроэнергии.

Программа сбыта продукции

Сырьём для проектируемых ПС 35кВ и ЛЭП 35кВ, является электроэнергия, вырабатываемая на электростанции ПС 35/10кВ «СКЗ-U». Политика в области сбыта (вхождение в рынок, ценообразование, порядок расчетов за продукцию, учет необходимости получения квот и лицензий и др.).

Расширение ПС 110/10кВ «Хорасан» и линии 35кВ, необходимо для обеспечения надежного питания потребителей ПС 110/10кВ «Хорасан». Вопросы вхождения в рынок и порядок расчетов определены в соответствии с действующими положениями антимонопольного законодательства, по утверждению тарифов за услуги транспортировки электроэнергии по сетям ТОО «Уранэнерго»:

программа продаж (на каждый год реализации проекта);

полное удовлетворение потребности.

Коммерческие риски

В качестве основных факторов, определяющих потенциальные риски, в данной работе рассматриваются:

выход за рамки инвестиционного бюджета;

выход за временные рамки проекта;

риск инфляционного процесса;

риск более низкого объема передачи электроэнергии;

недостаточное финансирование.

Расчет производственных расходов

Основные предполагаемые расходы для планируемой суммы общих доходов Компании, представляют закупочная стоимость реализуемой продукции, затраты на оплату труда и затраты на пользование энергоносителей.

По опыту, 75% доходов от реализации продукции покрывает расходы закупочной стоимости продукции, в то время как оставшихся 25%, служит для возмещения прочих расходов и прибыли.

Затраты на оплату труда происходят от общей численности работников для обслуживания ОРС и планируемых заработных плат трудящихся.

Затраты на пользование энергоносителями включают затраты электроэнергии Анализом предусмотрена цена кВтч, составляющая 13,86 тенге и что не будет меняться на протяжении анализируемого периода.

Амортизация инвестиционного вклада

Амортизация инвестиционного вклада учтена применением пропорционального метода, предполагая технико-экономический срок продолжения отдельных категорий капвложений. По пропорциональному методу, сумма амортизации каждого года утверждается делением исходной суммы амортизации и количества лет, утвержденных как полезный срок продолжения средств.

Непроизводственные расходы

Непроизводственные расходы учитывают затраты деятельности предприятия, относительно затраты оплаты налогов, инвестиционного и текущего обслуживания, денежных потоков и страхования.

Затраты оплаты налогов

Данная статья расходов учитывает затраты оплаты имущества предприятия. Расчет данных расходов произведен применением действующих законных ставок Республики Казахстан.

Применяемая ставка подсчета налога на имущество предприятия составляет 1% от нынешней стоимости имущества предприятия. Как можно отметить в прилагаемой таблице расчета налогов, годовая сумма налога на имущество предприятия в течение анализируемого периода, снижается, вследствие уменьшения нынешней стоимости имущества применением пропорционального метода амортизации постоянного имущества предприятия.

Административные затраты

Включают себя затраты на канцелярские товары, связь, обслуживание программного обеспечения, затраты на движение денег, страхования Затраты движения денег (денежного оборота) относятся к комиссионным, оплачиваемым банкам, производящим услуги выплат денежных средств. Так как в течение длительного периода времени, выбытие денег корреспондируют затратам, а последних доходам, то в анализе определены как доля общего дохода.

Затраты страхования относятся к оплате страхования для строительного здания, оборудования, транспортных средств и трудящихся.

Расчет доходов

Компания формирует суммарный доход по основанию дохода, осуществленного реализацией продукции. Основными потребителями электроэнергии предусмотрена существующая ПС 110/10 кВ «Хорасан» которая со стороны ПС «РУ-6» питается.

По данным заказчика, планируемое потребление электроэнергии для подстанции ПС 110/10кВ «Хорасан» составит 9 МВт. На основании предыдущего, максимальная рыночная мощность для реализации электроэнергии составляет 9МВт/ч, 78 840 МВт в год.

В анализе предположено, что проектом будет обеспечено 100% от общего рыночного потенциала. От указанного объема, анализ предусматривает оптимальное осуществление на уровне 100% в течение первого года эксплуатации, и в остальных годах до конца рассматриваемого периода 100%.

Сводный расчет потока денежных средств

Анализируя таблицу движения денежных средств, в период намечаемого строительства и в период эксплуатации можно заключить, что в период 2022 года, имеются существенные выбытия денежных средств, вызванных непосредственно инвестиционным вкладом в данный проект, относительно затраты на проектирование.

После 2022 г., и далее, существуют инвестиционные вклады для обеспечения долгосрочных оборотных средств, нужных для беспрепятственного функционирования проекта. Анализируя поступления и выбытия проекта, видно, что предприятие осуществляет положительные чистые поступления в течение всего анализируемого периода. Существенный рост чистого поступления с 2028 г., в отношении к 2019 г. Указанный рост, является последствием осуществления эксплуатации на полную мощность предприятия.

Проектные риски. Минимизация рисков

1. Главными факторами, порождающими основные риски реализации проекта и создающими реальную угрозу существованию компании, являются:

высокие темпы намеченного роста услуг (постановка принципиально нового бизнеса);

рынок занят другими, в настоящее время более сильными конкурирующими организациями необходимы эффективные меры для завоевания рыночной ниши за полгода - год.

2. Юридические риски связаны с несовершенством законодательства, нечетко оформленными документами.

Меры по снижению риска: четкая и однозначная формулировка соответствующих статей в документах; привлечение для оформления документов специалистов, имеющих практический опыт в этой области.

3. Технические риски связаны со сложностью проведения работ по проекту.

Возможно неполное использование оборудования и задержка во вводе технических систем.

Меры по снижению риска: ускоренная проработка технического проекта, детальная проработка вопросов выбора оборудования, заключение контрактов на условии «под ключ» с санкциями за неувязки и срывы сроков, страхование технических рисков.

4. Производственные риски связаны в первую очередь с возможностью задержек ввода в эксплуатацию новых технических средств и недостаточно высокое качество предоставляемых услуг. Существенным риском может явиться отсутствие высоко квалифицированного персонала.

Меры по снижению рисков: четкое календарное планирование и управление реализацией проекта; ускоренная разработка дизайн концепции, включая критерии качества; разработка и использование продуманной системы контроля качества услуг на всех этапах ее создания; обоснование и выделение достаточных финансовых средств для приобретения высококачественного оборудования; подготовка квалифицированных кадров (в том числе за рубежом).

5. Внутренний социально-психологический риск. При становлении данного вида бизнеса могут возникнуть следующие социально-психологические риски:

социальная напряженность в коллективе; дефицит, текучесть профессиональных кадров; наличие деструктивной позиции.

Меры по снижению риска: подбор профессиональных кадров (включая тестирование), при необходимости – обучение; выработка механизма стимулирования работников, включая участие в результатах работы Компании; система сквозной многоуровневой информированности коллектива и управленцев; разработка эффективного подхода к формированию и распределению фонда оплаты труда.

6. Маркетинговые риски связаны с возможными задержками выхода на рынок, неправильным (без учета потребностей рынка) выбором услуг, ошибочным выбором маркетинговой стратегии, ошибками в ценовой политике и т.п.

Меры по снижению риска: разработка маркетинговой стратегии; разработка и реализация ассортиментной политики и подчинение ей деятельности всех подразделений (например, путем разработки и использования технологии управления по результатам); разработка и реализация программы маркетинговых мероприятий; проведение полного комплекса маркетинговых исследований и т.п.

7. Финансовые риски связаны в первую очередь с обеспечением доходов.

Меры по снижению риска: неотложное проведение исследований требований потребителей услуг; разработка и использование продуманной.

6. ПРИНЯТЫЕ РЕШЕНИЯ И ИХ ОБОСНОВАНИЕ

6.1 Мощность предприятия Хорасан

Для электроснабжения гарантированным и резервным питанием ПС110/10кВ Хорасан предусмотрено строительство двухцепной линии ВЛ 35кВ к ПС 110/10кВ «Хорасан». Общая расчётная нагрузка, выдаваемая от ПС 35/10 кВ «СКЗ-U» на ПС110/10 кВ «Хорасан» составит - 10000 КВт.

Электропередача такой мощности будет осуществляться на напряжении 35 кВ. Трансформатор на подстанции выбран согласно «Нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» п.п.3.2, 3.3. Энергосетьпроект. Москва. 1991 г. Ниже в таблице №1 приводится выбор трансформатора 1х16 МВ·**А** на подстанции «Хорасан».

Таблица №1

Выбор трансформаторов на ПС 110/10 кВ «Хорасан»

Варианты	Наименование подстанций	Расчетная нагрузка, МВт	Расчетная нагрузка, МВА	Количество, мощность и напряжение выбранных трансформаторов, шт/МВ·А/кВ
I	ПС 110/35/10 кВ «Хорасан»	10,0	12,5	1х16,0, 110/35/10
II	ПС 110/35/10 кВ «Хорасан»	10,0	12,5	1х16,0, 35/10

Схема присоединения ВЛ-35 кВ с подстанцией 35/10 кВ к существующим электрическим сетям.

Присоединение ПС 110/10 кВ «Хорасан» к проектируемым сетям 35 кВ намечается по двухцепной ВЛ 35 кВ: ВЛ 35 кВ (от проектируемой ячейки ПС35/10кВ «СКЗ-U» – существующая ПС 110/10 «Хорасан») протяжённостью 42,8 км. Провод на участке прохождения ВЛ 35 кВ принят марки АС 150/24. Сечение провода выбиралось по экономической плотности тока с проверкой на длительно допустимый ток, исходя из передаваемой электрической мощности по этой линии. Для электроснабжения ПС 110/10кВ «Хорасан» необходимо выполнить строительство двухцепной ВЛ 35кВ на типовых стойках СК22-1.1, протяжённостью 42,8 км.

6.2 Обеспечение предприятия ресурсами

Сырьём для проектируемых ПС 35кВ, ЛЭП 35кВ является электроэнергия, вырабатываемая на электростанциях СКЗ-U и ЕЭС Казахстана. Период, когда требуется

это сырье — круглогодичный. Электросетевое хозяйство этого региона обслуживается специализированным предприятием ТОО «Уранэнерго», АО «КРЭК» и АО «KEGOK», обладающими кадрами высокой квалификации. Кызылординская область располагает достаточными трудовыми ресурсами как для строительства подстанций и ЛЭП, так и для их эксплуатации после завершения строительства. Для эксплуатации этих подстанций и ЛЭП потребуется 8 прямых работников высокой квалификации, которые могут быть подготовлены в вышеназванной эксплуатирующей организации. Нормативный срок строительства подстанции 35/10 кВ и ЛЭП, питающей эту подстанцию составляет 5 календарных месяца при условии их достаточного финансирования. Во время строительства, кроме работников специализированных строительно-монтажных организаций, будет занято на подсобных работах определённое количество людей из числа местного населения.

6.3 Основные технико-технологические решения

Электротехнические решения

Решения по разработке проекта части электроснабжения строительство ВЛ-35кВ от ПС ГПП 35/10кВ ТОО «СКЗ-U» до ПС 110/10кВ «Хорасан» ТОО «Уранэнерго», для данного Технико-экономического обоснования (ТЭО) приняты на основании выданные технические условия ТОО «СКЗ-U», от 27 марта 2018 года №01 (на постоянное электроснабжение) и Техническому Заданию ТОО «Уранэнерго».

Расширение ПС 110/10кВ «Хорасан» и линии 35кВ, необходимо для обеспечения надежного питания потребителей ПС 110/10кВ «Хорасан». В настоящем технико-экономическом обосновании для сравнительного анализа технических характеристик и суммы капиталовложений рассматриваются 2 варианта присоединения ВЛ-35кВ к ПС «Хорасан». Для обеспечения электроснабжения по электротехническим решениям на ПС 110/10кВ «Хорасан» к рассмотрению предусмотрено 2 варианта:

Вариант-1: ПС 110/10 кВ «Хорасан» по схеме 35-3Н с заменой существующего 2-х обмоточного трансформатора 1х16,0 МВ·А на 3-х обмоточный 1х16,0МВА с установкой ячейки ввода 35 кВ.

Вариант-2. Установка ячейки ввода 35 кВ с установкой силового 2-х обмоточного трансформатора, а также 2-х вводных ячеек 10 кВ кабельным присоединением.

В настоящем технико-экономическом обосновании для сравнительного анализа технических характеристик и суммы капиталовложений выбран второй вариант присоединения ВЛ-35кВ к ПС «Хорасан».

По ВЛ 35кВ от ПС 35/10кВ «СКЗ-U» до существующей ПС 110/10кВ «Хорасан» предусмотрено строительство двухцепной ВЛ 35 кВ от проектируемой ячейки на ПС 35/10кВ «СКЗ-U» до существующей ПС 110/10кВ «Хорасан» протяжённостью 42,8 км, сечением АС-150/24.

По электротехническим решениям на ПС 35/10кВ «СКЗ-U» предусмотрено установка линейной ячейки 35 кВ для электроснабжения ВЛ-35 кВ «СКЗ-U Хорасан».

ТЭО разработано с учётом требований СП РК 1.02.21-2007 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство». Работа выполнена в соответствии с нормативными и методическими материалами, действующими на территории Республики Казахстан.

Основные технические показатели сети электроснабжения:

Подстанция ПС 110/10кВ «Хорасан» мощностью 1х16 мВА.

Общая длина сети ВЛ-35 кВ (двухцепная) – 42,8 км.

Общая расчётная нагрузка, выдаваемая от ПС 35/10 кВ «СКЗ-U» на ПС 110/10 кВ «Хорасан» составляет - 10000 КВт.

Строительство ВЛ 35кВ от ПС 35/10кВ «СКЗ-U» до существующей ПС

110/10кВ «Хорасан»

Присоединение ПС 110/10 кВ «Хорасан» к проектируемым сетям 35 кВ предусмотрено по двухцепной ВЛ 35 кВ: ВЛ 35 кВ (от проектируемой ячейки ПС 35/10кВ «СКЗ-U» – существующая ПС 110/10 «Хорасан»). Провод на участке прохождения ВЛ 35 кВ принят марки АС 150/24 по ГОСТ 839-80*. Сечение провода выбиралось по экономической плотности тока с проверкой на длительно допустимый ток, исходя из передаваемой электрической мощности по этой линии. Изоляция на проектируемой ВЛ выбиралась с учетом опыта эксплуатации, засоленности атмосферы и почв, исходя из удельной длины пути утечки 2,25 см/кВ (IV СЗА).

Для электроснабжения ПС 110/10кВ «Хорасан» предусмотрено строительство двухцепной ВЛ 35кВ на типовых стойках СК22-1.1, протяжённостью 42,8 км.

Изолирующие подвески укомплектованы стеклянными изоляторами ПС70Е: в поддерживающих подвесках для провода – 3 шт, в натяжных – 4 шт. Защита линий электропередачи от прямых ударов молнии осуществляется подвеской грозозащитного троса ТК-8,1 по ГОСТ 3063-80.

Защита провода от вибрации предусмотрена на всей трассе, так как напряжение в проводе при среднегодовой температуре составляет более 4 даН/мм². Анкерно-угловые опоры приняты металлические двухцепные по действующим типовым проектам типа: У35-2 и У35-2+5(9). Промежуточные опоры приняты железобетонные с центрифугированными стойками типа: ПБ35-4.1 (СК22.1-1.1) по типовой серии 3.407-164.

В данном технико-экономическом обосновании предусмотрено строительство высоковольтной линии электропередач ВЛ-35кВ, с пересечением железнодорожных путей на перегоне Рзд.26-Боройнак на 3010км ПК6+80 метров. Пересечение выполнено под углом 90 градусов, путем воздушного перехода линии через железнодорожные пути, установкой анкерных металлических опор У35-2+5т - №10-11.

Пролет пересечения выполнен голым проводом марки АС150/24. Крепление проводов к опорам в сторону железной дороги производится при помощи натяжных двухцепных гирлянд изоляторов.

Проектируемая трасса ВЛ-35кВ пересекает реку Сырдарья. Переход через реку Сырдарья предусмотрен надземным способом на металлических опорах. Линейная арматура при пересечении предусмотрена стандартная для неизолированных проводов. Комплектация изолирующих подвесок неизолированных проводов произведена согласно отраслевых типовых материалов 12276ТМ альбом 2 «Изолирующие подвески для стальных и железобетонных опор ВЛ35-150кВ». При пересечении реки Сырдарья предусмотрено двухцепные натяжные изолирующие подвески.

Расширение подстанции ПС 35/10 кВ «СКЗ-U».

В соответствие с Техническим Заданием на ПС 35/10 кВ «СКЗ-U» предусмотрено расширение на первой системе шин в ОРУ-35 кВ с установкой ячейки 35 кВ с нижеследующим оборудованием в составе:

установка элегазового выключателя;

установка трансформаторов напряжения типа НАМИ-35 кВ;

установка выносных трансформаторов тока типа ТФЗМ-35 кВ;

установка шкафа оперативного тока с мощностью батарей 40А/ч.

установка для видимого разрыва и отключения на ремонт разъединители 35 кВ;

установить шкафа защиты линии;

установка шкафа учета и измерений электроэнергии.

На ПС принято оперативный постоянный ток напряжением 220 В с питанием от системы гарантированного питания, имеющем в своём составе необслуживаемую герметизированную аккумуляторную батарею. Питание собственных нужд предусматривается от существующих трансформаторов С.Н.

Расширение подстанции ПС 110/10 КВ «ХОРАСАН»

На существующей ПС 110/10 кВ «Хорасан» согласно Варианту-I предусмотрено следующие технические мероприятия:

замена существующего 2-х обмоточного трансформатора на 3-х обмоточный трехфазный силовой трансформатор Т1 типа ТДТН-16000/110/35/10 кВ;

демонтаж существующего силового трансформатора ТМН16000/110/10кВ;

расширение подстанции для сооружения открытого распределительного устройства 35 кВ (ОРУ-35кВ) в составе:

установка элегазового выключателя 35 кВ;

установка трансформаторов напряжения типа 35 кВ;

установка выносных трансформаторов тока типа 35 кВ;

установка для видимого разрыва и отключения на ремонт разъединители 35 кВ;

установить шкафа защиты и автоматики ввода 35 кВ;

установка шкафа учета и измерений электроэнергии.

В соответствии с типовыми проектными решениями (407−3−456.87), учитывая количество присоединений, приняты следующие принципиальные схемы распределительных устройств: ОРУ 35 кВ для подстанции − блок (линия-трансформатор) с выключателем по схеме 35-3Н. Заход ЛЭП 35 кВ предусматривается воздушным.

Все оборудование КТПБ поставляется заводами-производителями комплектно. По Казахстану единственным производителем высоковольтных силовых трансформаторов является АО «Кентауский Трансформаторный Завод».

В соответствии с технико-экономическими решениями на существующей ПС 110/10 кВ «Хорасан» согласно Варианту-II принято следующие технические мероприятия:

установка дополнительного 2-х обмоточного трехфазного силового трансформатора Т-3 типа ТДНС-16000/35/10 кВ;

расширение подстанции для сооружения открытого распределительного устройства 35 кВ (ОРУ-35кВ) в составе:

установка элегазового выключателя 35 кВ;

установка трансформаторов напряжения типа 35 кВ;

установка выносных трансформаторов тока типа 35 кВ;

установка для видимого разрыва и отключения на ремонт разъединители 35 кВ;

установка шкафа защиты и автоматики ввода 35 кВ;

установка шкафа учета и измерений электроэнергии.

установка на I и II-й – секциях шин существующего КРУЭ-10 кВ дополнительных 2-х ячеек ввода с микропроцессорными терминалами защиты.

Заход вводов 10 кВ – кабельный. В соответствии с типовыми проектными решениями (407−3−456.87), учитывая количество присоединений, принято следующие принципиальные схемы распределительных устройств: ОРУ 35 кВ для подстанции − блок (линия-трансформатор) с выключателем по схеме 35-3Н. Заход ЛЭП 35 кВ предусмотрено я воздушным.

Согласно «Инструкции по выбору изоляции электроустановок (РД 34.51.101-90) нормированная удельная эффективная длина пути учтены подвесной изоляции и внешней изоляции оборудования открытой части распределительных устройств 35 и 10 кВ принимаются не менее 2,25 см/кВ и 2,6 см/кВ соответственно. Питание собственных нужд предусмотрено от существующих трансформаторов С.Н. На ПС принято оперативный постоянный ток напряжением 220 В с питанием от системы гарантированного питания, имеющем в своём составе необслуживаемую герметизированную аккумуляторную батарею.

Модули ОРУ 35 кВ выполнено из унифицированных транспортабельных блоков, состоящих из металлического каркаса со смонтированным в нем вспомогательным

оборудованием с элементами вспомогательных цепей. В существующих блочно-модульных зданиях ОПУ, размещена необходимая аппаратура релейной защиты и автоматики, собственных нужд, а также аппаратура связи.

В соответствии с МСН 2.04-03-2005 «Строительство электросетевых объектов в сейсмических районах» в проекте предусмотрены следующие мероприятия:

силовые трансформаторы принимаются сейсмостойкого исполнения, устанавливаемые непосредственно днищем бака на фундамент и закрепляемые к закладным элементам фундамента после установки трансформаторов;

оборудование 35 и 10 кВ в сейсмостойком исполнении;

для защиты от перенапряжений предусматриваются ограничители перенапряжений;

установка аккумуляторных батарей герметического исполнения в закрытых шкафах.

Релейная защита и автоматика (РЗА)

Релейная защита и автоматика (РЗА) элементов проектируемой системы электроснабжения ПС 35/10 кВ «СКЗ-U» и ПС 110/10кВ «Хорасан» предусматриваются в объёмах, соответствующих требованиям ПУЭ Республики Казахстан, а также действующим руководящим и нормативным указаниям.

Для защиты, автоматики и управления при разработке проекта стадии «Рабочий проект» будет предусмотрено применение многофункциональных цифровых устройств (терминалов), выполненных на базе высокопроизводительных микропроцессоров, реализующих все задачи, начиная от ввода измеряемых величин и заканчивая выдачей управляющих команд, с помощью цифровых методов обработки. Использование указанных устройств обеспечивает высокую точность измерений и постоянство характеристик, что позволяет существенно повысить чувствительность и быстродействие защит, уменьшить ступени селективности и обеспечить надежное селективное отключение всех видов коротких замыканий (КЗ).

Рекомендуются цифровые микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики, адаптированные к отечественным условиям эксплуатации. Алгоритмы функций защиты и автоматики разработаны по техническим требованиям, вполне приемлемым для условий РК, что обеспечивает их совместимость с действующими устройствами, выполненными на электромеханической базе, и облегчает эксплуатационному персоналу переход на новую технику. Фирма-производитель устройств РЗА определяется при выполнении рабочего проекта.

В качестве устройства основной защиты трансформатора к установке будут предусмотрено терминал, в котором реализованы следующие функции:

дифференциальная токовая с торможением защита, содержащая чувствительный орган и отсечку;

дополнительные МТЗ вводов 35 и 10 кВ, дублирующие МТЗ ВН, НН и служащие для повышения их надёжности;

газовые защиты трансформатора и его устройства РПН, действующие через терминал, дополнительно к прямому воздействию на выходные реле шкафа защиты и автоматики;

контроль состояния силового трансформатора (приём сигналов от газового реле, датчиков уровня и температуры масла);

контроль состояния цепей и пуск по току автоматики обдувки силового трансформатора.

Резервная защита трансформатора и управление выключателями будет предусмотрена с использованием терминала, в котором реализованы следующие функции:

максимальная токовая защита на стороне ВН с пуском по напряжению;
защита от перегрузки силового трансформатора;
защита от понижения напряжения;
блокирование РПН при перегрузке трансформатора по току;
управление выключателями вводов 35 и 10 кВ;
контроль цепей управления выключателя ввода 35 кВ.

На ПС 110/10 кВ «Хорасан» в качестве вводов 10 кВ для дополнительного трансформатора Т-3 типа ТДНС-35/10 кВ предусмотрено вновь устанавливаемые ячейки КРУЭ-10 кВ. Терминалы РЗА элементов РУ 10 кВ обеспечивают функции защиты, автоматики и управления вводного выключателя 10 кВ.

Организация диспетчерского и технологического управления (СДТУ)

Для организации передачи голосового трафика и данных проектом предусмотрена по некоммутируемому ВЧ каналу связи на участке ПС «СКЗ-U» – ПС «Хорасан» по фазе «А». Для ВЧ канала связи предусмотрена аппаратура ВЧ связи типа АКСТ «Линия-Ц» с рабочими частотами 140-148/160-168 кГц. Резервный канал связи от проектируемой подстанции организовывается по радиоканалу на радиостанции типа DP1400 Mototrbo. Стационарная антенна VH3000 на ПС «Хорасан» устанавливается на существующей прожекторной мачте высотой 19,6 м. На территории ПС «СКЗ-U» устанавливается на существующей прожекторной мачте высотой 19,6 м. Антенна размещается на верхней отметке опоры и соединяется с аппаратурой высокочастотным кабелем LMR-400.

Аппаратура ВЧ связи АКСТ «Линия-Ц», радиостанция на ПС «Хорасан» размещается в ОПУ в комнате связи. В диспетчерском пункте Уранэнерго аппаратура ВЧ связи установлен в комнате связи.

Основной и резервный каналы связи включаются в диспетчерский коммутатор с преимущественным правом доступа к каналам оперативного персонала. Для сбора информации системы SCADA от панелей защит по стороне напряжения 35 кВ предусмотрена система SCADA типа SicamPas компании Siemens. Измерения электрических величин: активной и реактивной мощности, напряжений и токов по присоединениям 35 кВ, осуществляются измерительными преобразователями. Все оборудование СДТУ, заземлены на общеподстанционный контур заземления. Оборудование размещается в специально выделенном помещении СДТУ. Информационные кабели до шкафов АСКУЭ и SCADA проложен в наземных кабельных каналах ОРУ 35 кВ и ОПУ.

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ).

Для измерения принятой и отпущенной электроэнергии по присоединениям 35кВ предусмотрено применение микропроцессорных счетчиков электроэнергии с долговременной памятью и с цифровым портом передачи данных, соответствующих требования «Электросетевых Правил РК». Для сбора информации АСКУЭ с микропроцессорных счетчиков на ПС «СКЗ-U» предусмотрена установка устройства сбора и передачи данных (УСПД) на базе RTU-325. Это решение обеспечивает совместимость ECGL системы АСКУЭ ПС «СКЗ-U» с существующей АСКУЭ ТОО «Уранэнерго» типа «Альфацентр» на ПС РУ-6 и с любой стандартной перспективной системой АСКУЭ АО НАК "Казатомпром". Передача информации АСКУЭ с ПС СКЗ-U на ПС РУ-6 осуществляется через каналы передачи данных по интерфейсу V.24/RS 232 с применением внутреннего протокола АСКУЭ «Альфацентр».

Энергосбережение

Предусмотренные выключатели 35 кВ отличаются малым потреблением электроэнергии за счет принципиально другой схемы электропривода с использованием силовых пружинных приводов и низким электропотреблением на подогрев привода и

шкафов управления, автоматика обогрева которых расположена внутри шкафов.

Годовая экономия электроэнергии в расчете на один выключатель составит около 10-15 тысяч кВт·ч. Кроме того, предусмотрен следующий объем мероприятий по ограничению потерь электроэнергии:

применение современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, интегрированных в систему;

измерение электропотребления на стороне 35 кВ кВ электронными счетчиками с возможностью их включения в перспективную АСКУЭ;

установка мультиплексора, позволяющего организовать необходимое количество каналов связи с требуемыми интерфейсами: голосовые каналы, каналы передачи телеинформации, а также каналы перспективного внедрения автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии.

Применение в настоящем ТЭО оборудования передовых технологий позволит снизить годовое потребление электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Качество электроэнергии.

Нормируемое отклонение напряжения у потребителей в пределах ±5% от Uном. (требование ГОСТ 13109-97 и ПУЭ РК) обеспечивается проектными решениями путём применения проводов и кабелей расчетного сечения.

На шинах 10кВ подстанции поддерживается стабилизированное напряжение на уровне ±5% от Uном. Это позволяет обеспечить оптимальный режим работы распределительной сети 10кВ и выдержать нормированный уровень напряжения у потребителей, требуемый ГОСТ (т.е. ±5% от Uном.).

Защитные мероприятия по безопасности

Молниезащита

Молниезащита подстанции, класса напряжения 35кВ, предусмотрена существующими стержневыми молниеприемниками установленными на прожекторных мачтах в соответствии с правилами СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений». В зону защиты входит оборудование ОРУ-35кВ, вся ошиновка и силовые трансформаторы.

Молниезащита ВЛ-35 кВ обеспечивается подвеской на опорах грозозащитного троса.

Заземление

В соответствии с действующими правилами, предусмотрено выполнение заземляющего устройства подстанции и нейтралей трансформаторов с нормированным сопротивлением растеканию тока промышленной частоты не более 0,5 ОМ. Заземление выполняется подземным контуром из вертикальных и горизонтальных электродов, из оцинкованной стали, прокладываемые решеткой вдоль и поперек оборудования ОРУ. Заземление нейтрали трансформаторов, собственных нужд подстанции, предусмотрено на этот же контур.

Защита изоляции от обратных перекрытий осуществляется путем заземления всех опор. Величины сопротивлений заземляющих устройств опор выбраны в зависимости от удельного сопротивления грунтов и выполняются протяженными заземлителями и вертикальными электродами из круглой стали диаметром 16 мм. Сопротивление заземляющих устройств опор составляет 10-15 Ом.

6.4 Место размещения объекта и характеристика участка строительства.

Проектируемая трасса и существующие подстанции ПС 35/10кВ СКЗ-U, ПС 110/10кВ Хорасан, ВЛ-35кВ расположены в Жанакорганском районе Кызылординской области, на расстоянии 10 км от города Жанакорган. ПС 35/10кВ СКЗ-U вдоль реки

Сырдарья в 10 км. южнее от г. Жанакорган, ПС110/10кВ Хорасан расположена в 10км южнее от поселка Байкенже.

Природно-климатические условия района строительства.

климатический подрайон – IVГ (СП РК 2.04-01-2017);
Среднегодовое количество осадков – 129 мм.
средняя температура наружного воздуха (СП РК 2.04-01-2017):
наиболее холодной пятидневки – минус 20ºС;
наиболее холодных суток – минус 24ºС;
сейсмичность района – 6 баллов (СП РК 2.03-30-2017);
район по весу снегового покрова – I (S_o = 50 кг /м2, СНиП 2.01.07-85*);
район по скоростному напору ветра – III (W_o= 38 кг/м2, СНиП 2.01.07-85*).

экологическая характеристика района – зона экологического кризиса (Закон РК «О социальной защите граждан, пострадавших вследствие экологического бедствия в Приаралье» №1468-XII от 30 июня 1992г. с изменениями).

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Согласно отчету по инженерным изысканиям, выполненный ИП «Нуртазаева Т.К.», г,Шымкент, в 2018 году площадка строительства характеризуется следующими данными:

Территория разработки проекта представляет собой пойменную террасу р. Сырдарья, которая протягивается с юго-востока на северо-запад. Поверхность земли слабо всхолмлена и наклонена в северо-западном направлении от абсолютных отметок 136,0м на юго-востоке, до 112,0м на северо-западе.

Река Сырдарья огибает рассматриваемую территорию по восточной, северо-восточной и северной периферии. На территории имеются сухие русла реки и ее протоков, недействующие каналы и арыки, ранее использовавшиеся для хозяйственных нужд, глубиной доходящие в некоторых местах до 1,2 м, шириной до 4,0 м. Местность в этой части – равнинная, с небольшими перепадами по высоте в пределах высот от 125,0 до 129,4 м.

Современное русло реки очень извилисто с многочисленными меандрами, которые ответвляясь во время паводков, затопляются, но летом пересыхают. Берега реки на отдельных участках пологие, но большой частью крутые, с высотой над урезом воды в период мелководья до 4,0 м. В формировании рельефа наблюдается массивы мелкобугристых и мелко грядных песков, имеющих сложную конфигурацию. Ориентация песчаных форм заметна в северо-восточном направлении. Местность местами спланирована. Рассматриваемая территория в настоящее время свободна от застройки.

В геологическом строении района принимают участие отложения от мелового до современного возраста. Рассматриваемая территория с поверхности закрыта чехлом песчано-глинистых пород, среди которых выделяются верхнечетвертичные и современные отложения, мощностью до 70,0м.

В литологическом строении преобладают пески с подчиненным количеством глинистых прослоев. Верхняя часть разреза, выходящая на дневную поверхность, зачастую сложена пылеватыми и илистыми суглинками, супесями и глинами. Мощность верхнечетвертичных отложений изменяется от 5 до 20м, нижне-среднечетвертичных отложений -50-55м. Современные отложения, слагающие пойменную террасу р. Сырдарья, характеризуется пестротой литологического состава и частым выклиниванием отдельных горизонтов на небольших расстояниях (ИГ-4). Представлены они глинами, суглинками, редко супесями и песками, с поверхности - часто суглинками пылеватыми, глинами легкими и супесями пылеватыми. Эти породы связаны друг с другом чаще всего постепенными переходами. Глины серые, бурые, желтовато-серые, плотные, с неровным

изломом, местами иловатые с остатками растений. Пески желтовато-серые, пылеватые, мелкие и средней крупности, полевошпатово-кварцевые, слюдистые с карбонатными минералами. Мощность современных отложений 4-20м.

Песчаный комплекс распространен в пределах участка в основном на барханах, и прилегающим к ним площадям. Мощность песков 20м и более. Пески разной крупности, полимиктовые, в верхнем разрезе в основном средней плотности сложения, редко рыхлые, малой и средней степени водонасыщения. С глубин 8,5-14,0м, реже с глубин 5,0-7,0м прослеживаются пески плотные, насыщенные водой. Покровные глинистые грунты в основном представлены суглинками от твердой до текучепластичной консистенции, реже – супесями твердой, пластичной, в единичных случаях текучей консистенции и глинами от твердой до текучей консистенции.

На рассматриваемой территории два основных водоносных комплекса: грунтовые воды в верхнее-плиоценово-четвертичных отложениях и межпластовые напорные воды в сенонских отложениях верхнего мела. Питание грунтовых вод осуществляется главным образом за счет поверхностного стока, т.е. из р. Сырдарьи, ее протока Караозек и стариц. Дождевые и талые снеговые воды в питании грунтовых вод имеют подчиненное значение, т.к. атмосферных осадков выпадает очень мало, кроме того сухость воздуха и солнечный нагрев обуславливают значительное испарение осадков сразу же после их выпадения. Глубина залегания уровня грунтовых вод колеблется от 2,0 до 6,1 м.

По содержанию хлоридов степень агрессивного воздействия грунтовых вод на арматуру железобетонных конструкций при периодическом смачивании – среднеагрессивная, в отдельных случаях – слабоагрессивная. При постоянном погружении – неагрессивная.

Коррозийная агрессивность грунтовых вод по отношению к свинцовой оболочке кабеля – низкая, редко – средняя, к алюминиевой – высокая.

По степени минерализации, равной 1,131-2,926 г/л, грунтовые воды характеризуются как соленые, в отдельных случаях – слабосоленые.

Нормативная глубина промерзания для глин и суглинков – 1,09м, для супесей, песков мелких и пылеватых – 1,33м.

6.5 Генеральный план.

Генеральный план выполнен в соответствии с требованиями СП РК 3.01-103-2012 и СН РК 3.01-03-2011 «Генеральные планы промышленных предприятий. Нормы проектирования».

Существующие подстанции ПС-35/10кВ СКЗ-U и ПС-110/10кВ «Хорасан» расположены в Жанакорганском районе Кызылординской области:

ПС-35/10кВ «СКЗ-U» - вдоль реки Сырдарья в 10км. южнее от пос. Жанакорган;

ПС-110/10кВ Хорасан - в 10км южнее от поселка Байкенже.

Предусмотрено строительство двухцепной ВЛ-35кВ протяжённостью 42,8км в западном направлении от ПС 35/10кВ «СКЗ-U» до существующей ПС 110/10кВ «Хорасан» с установкой дополнительного оборудования на участках подстанции.

Компоновка ПС и размещение сооружений на них определены ситуационными условиями прилегающей территории и подходами ЛЭП 35кВ.

***Участок подстанции ПС-35/10кВ* «СКЗ-U».**

Территория существующей подстанции прямоугольной формы в плане, размерами 48,0х55,68м, площадью 2672,0м². Территория по периметру огорожена металлическим ограждением с 2-я воротами.

Генеральным планом на территории предусмотрено:

а) установка блока линейного 35кВ Б-35-П1 в составе:

разъединитель 35кВ;

элегазовый выключатель;
трансформаторы тока на 35кВ (3шт.);
опорный изолятор 35кВ (3шт.);
б) установка блока линейного 35кВ Б-35-П2 в составе:
разъединитель 35кВ;
трансформаторы напряжения 35кВ (3шт.);
предохранитель 35кВ (3шт.);
ограничитель перенапряжений 35кВ (3шт.);
в) установка блока линейного 35кВ Б-35-П3 в составе:
разъединитель 35кВ (3шт.);
опорный изолятор 35кВ (6шт.).

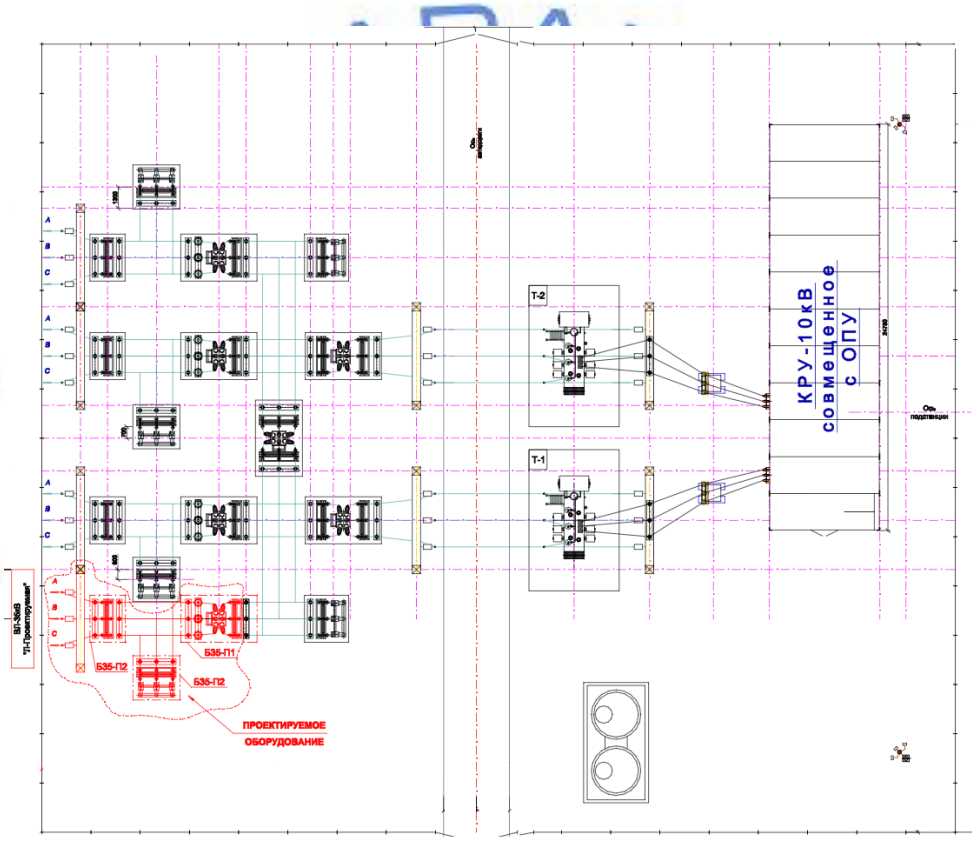

Рисунок 1. Ситуационная схема

Таблица №2

Показатели генерального плана

№	Наименование	Ед. изм.	До строительства		После строительства	
			Кол-во	% к общей площади	Кол-во	% к общей площади
1	Площадь участка	м²	2672,0	100	2672,0	100
2	Площадь застройки	м²	419,0	15,7	444,6	16,6
3	Площадь покрытия	м²	193,0	7.2	193,0	7,2
4	Прочая площадь	м²	2060,0	77,1	2034,4	76,2

***Участок подстанции ПС-110/10кВ* «Хорасан».**

Территория существующей подстанции прямоугольной формы в плане, размерами 44,0х58,0м, площадью 2552,0м². Территория по периметру огорожена металлическим

ограждением.

Генеральным планом предусмотрено расширение участка подстанции с восточной стороны на 580,0м2 для размещения сооружений открытого распределительного устройства 35кВ (ОРУ-35кВ) и размещение:

фундамента под портал ПЛ-35-1;
фундамента под блок ввода Б-35-П1;
фундамента под силовой трансформатор ТДНС-16000/35/10кВ;
узла перехода воздушного присоединения в кабельный для 10кВ;
маслоуловителя вместимостью 9,0м3;
аварийного маслоотвода;
кабельных лотков.

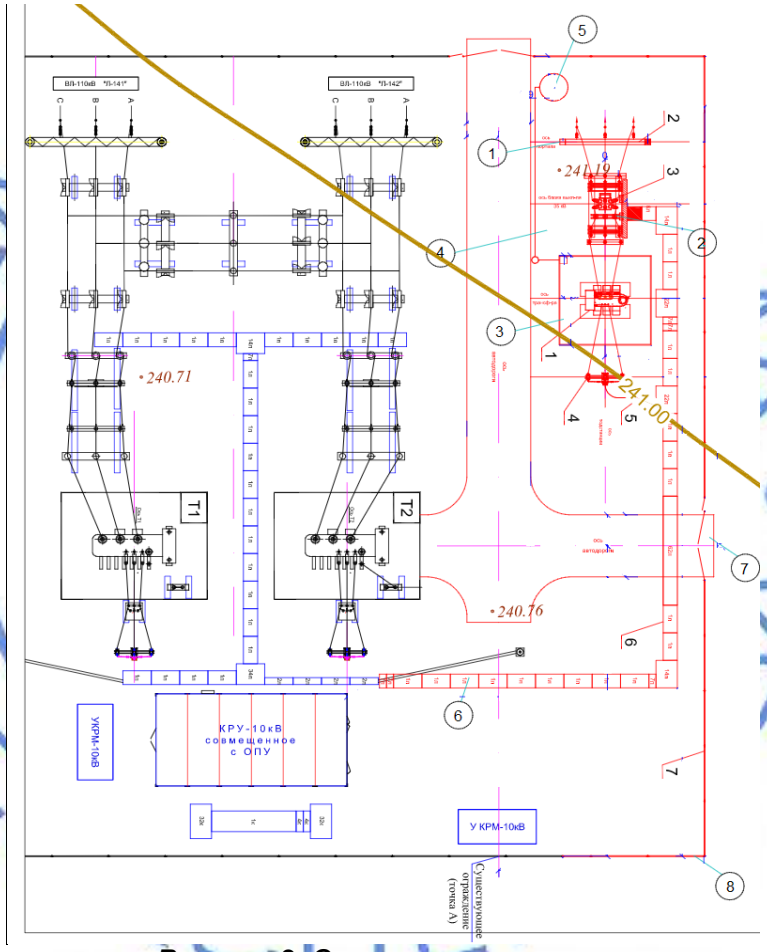

Рисунок 2. Ситуационная схема

1 – фундамент под портал ПЛ-35-1;
2 – фундамент под блок ввода 35кВ Б-35-П1;
3 – ф-т под трансформатор ТДНС-16000/35/10кВ;
4 – узел перехода в кабельный для 10кВ;
5 – маслоуловитель V=9,0м3;
6 – аварийный маслоотвод;
7 – кабельные лотки;
8 – ограждение.

Предусмотрен подъезд для автотранспорта с устройством въезд/выезда с восточной и северной сторон участка. Покрытие внутриплощадочной дороги выполнено из мелкозернистого асфальтобетона толщиной 45,0мм по крупнозернистому асфальтобетону толщиной 45,0мм, уложенный на щебеночное основание толщиной 200,0мм по песчаному основанию толщиной 150,0мм с установкой бортовых камней БР

100.30.15. Часть участков, свободные от застройки засыпаны щебнем толщиной 10,0см по уплотненному грунту.

Проектируемые планировочные отметки обеспечивают отвод ливневых и талых вод от сооружений и площадок.

Расширяемая часть участка ограждена металлическим сетчатым ограждением высотой 2,0м от уровня земли с воротами и калиткой.

Таблица №3

Показатели генерального плана

№	Наименование	Ед. изм.	До строительства		После строительства	
			Кол-во	% к общей площади	Кол-во	% к общей площади
1	Площадь участка	$м^2$	2552,0	100	3132,0	100
2	Площадь застройки	$м^2$	502,0	19,7	616,0	19,7
3	Площадь покрытия	$м^2$	733,0	28,7	929,6	29,7
4	Прочая площадь	$м^2$	1317,0	51,6	1586,4	50,6

6.6 Архитектурно-строительные решения

Конструктивные решения

Конструктивные решения приняты с учетом обеспечения надежности и прочности строительных конструкций.

Фундамент под трансформатор

Фундаменты – монолитная железобетонная плита из бетона марки В25, W6, F100, арматура (А400) AI (А240) по ГОСТ 34028-2016.

По периметру площадки предусмотрен бортик высотой 400 мм из сборных железобетонных плит по серии 3.407.1-157 выпуск 1.

Для перемещения трансформаторов предусмотрены рельсы Р75 по ГОСТ 16210-77* закрепленные анкерными болтами к фундаментам.

Портал ПЛ-35-1

Стойки порталов железобетонные марки СВ164-1 длиной 16400 мм по ГОСТ 22687.1-85.

Траверса ТС-1 – из прокатных профилей по ГОСТ 8509-93, ГОСТ 103-2006 по серии 3.407.2-162.

Стойки устанавливаются на открытые котлованы, с последующей засыпкой местным не пучинистым грунтом.

Устойчивость стоек портала обеспечивается ригелями по серии 3.407-115, заделанные в грунте.

Кабельные лотки

Прокладка кабелей предусмотрена в наземных сборных железобетонных кабельных лотках, перекрываемых съемными плитами по серии 3.407.1-157 выпуск 1 "Унифицированные железобетонные изделия подстанций 35-500 кВ".

Опоры У35-2т, У35-2т+5 и У110-2+5 металлические, принятые по типовому проекту №3078тм и №5736тм. Фундаменты – сборные железобетонные по серии 3.407.1-157 выпуск 1.

Маслоуловитель 9,0 $м^3$ – из сборных железобетонных элементов колодцев, подземного исполнения, диаметром 2.0 м, высота рабочей части 2,7 м. Полная глубина колодца – 3,55 м.

Плиты перекрытия, стены, днище и конструктивные элементы горловины приняты по серии 3.900-1-14, вып.1.

Ограждение территории выполнено сетчатыми панелями из стальной сетки «Рабица» по ГОСТ 5336-80 в рамке из уголка по железобетонным столбам по серии 3.017-3 выпуск 1.

Мероприятия по защите конструкции от коррозии

Мероприятия по защите конструкции от коррозии предусмотрены в соответствии с требованиями СН РК 2.01-01-2013.

Железобетонные и бетонные элементы, соприкасающиеся с грунтом, выполнены на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W4(6), по морозостойкости – F100. Предусмотрена гидроизоляция поверхностей: вертикальная (обмазка лакокрасочным материалом согласно проекту) и горизонтальная (щебеночная подготовка толщиной 100 мм с пропиткой битумом до полного насыщения).

Открытые поверхности стальных и соединительных изделий защищаются лакокрасочным покрытием, либо защитным слоем из цементно-песчаного раствора марки 100, толщиной не менее 20 мм.

6.7 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

Противопожарные мероприятия и пожарная защита

На ПС «СКЗ-U» и ПС 110/10 кВ «Хорасан» предусмотрены следующие основные здания и сооружения:

ОРУ 35кВ;

Здание ЗРУ 10 кВ, совмещённое с ОПУ;

Трансформатор 110/35/10 кВ, мощностью 16.0 МВ·А.

Категория производства и класс помещений ЗРУ 10 кВ, совмещённого с ОПУ, определены в соответствии с РНТП-01-94 МВД РК. Определение категорий зданий и сооружений по взрывной и пожарной опасности и относятся к категории Д.

В соответствии с ПУЭ РК и СН РК 2.02-11-2002 предусматривается:

установка в ОРУ 35 кВ оборудования с элегазовой изоляцией;

пожарная сигнализация в ЗРУ 10 кВ, совмещённым с ОПУ;

установка вакуумных выключателей 10 кВ, не содержащих масла;

применение силовых и контрольных кабелей с изоляцией и оболочкой не поддерживающих горение.

В соответствии с СН РК 2.02-11-2002 и ПУЭ РК (пункт 4.2.71) на подстанциях 35 кВ с трансформаторами единичной мощностью менее 63 МВ·А противопожарный водопровод и водоем не предусматриваются. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении трансформаторов выполняется сеть маслоотводов со сбросом масла в закрытый маслосборник. Маслоотводы выполняются из асбоцементных труб сечением 150 мм. Тушение пожара обеспечивается аварийными выездными бригадами и местной пожарной командой.

Охрана труда и техника безопасности

ТЭО выполнено в соответствии с требованиями строительных норм и правил, противопожарных и взрывобезопасных норм проектирования зданий и сооружений, что обеспечивает безопасное обслуживание электроустановок, зданий и сооружений. Принятые компоновочные, конструктивные защитные решения и мероприятия определяются действующими «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (СО 153-34.20.122-2006), которые разработаны с соблюдением «Правил устройств электроустановок». Надёжная, безопасная и рациональная эксплуатация ПС может быть обеспечена только при неукоснительном выполнении действующих норм и правил с соблюдением «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок». Для исключения ошибочных

действий персонала при выполнении переключений в распределительных устройствах ПС предусмотрена электромагнитная блокировка разъединителей. Безопасность персонала в зоне обслуживания электроустановок и за ее пределами в зоне влияния всей ПС от импульсных токов с ограничителей перенапряжения, при работе защиты от короткого замыкания на землю, при повреждении изоляции обеспечивается заземляющими устройствами ПС.

Для обеспечения нормальных условий труда на ПС предусмотрено:

компоновка РУ и трансформаторов, обеспечивающая возможность применения при ремонтах и эксплуатационном обслуживании автокранов и инвентарных устройств малой механизации;

вспомогательного помещения для ремонтного персонала;

санитарный узел;

рабочее, аварийное и ремонтное освещение.

Электробезопасность на ПС обеспечивается путем применения следующих мероприятий:

соответствующих разрывов до токоведущих частей;

надлежащей изоляции;

заземляющего устройства;

предупредительной сигнализации, надписей и плакатов;

индивидуальных и групповых защитных средств.

Для обеспечения пожарной безопасности проектом предусматривается:

система пожарной сигнализации (в здании ЗРУ совмещенном с ОПУ);

применение контрольных и силовых кабелей с изоляцией и оболочкой неподдерживающей горение.

Выполнение этих мероприятий и следование их рекомендациям должно быть обязательным правилом эксплуатации на ПС, как постоянным персоналом, так и лицами, временно допущенными на ПС.

Безопасность персонала в зоне обслуживания электроустановок и за ее пределами в зоне влияния всей ПС от импульсных токов с молниеотводов и ограничителей перенапряжения, при работе защиты от замыкания на землю, при повреждении изоляции обеспечивается заземляющим устройством ПС.

6.8 Организация строительства

Проект организации строительства разработан на основании задания на проектирование, проектно-сметной документации, СН РК 1.03-00-2011* «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений», введенного в действие приказом Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан, от 1 июля 2013 года № 137-нқ, «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений», часть I (СП РК 1.03-101-2013).

Расчет нормативной продолжительности строительства и расчет норм заделов по годам строительства выполнены согласно СП РК 1.03-101-2013 «Продолжительность строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» часть I,

по таблице Г.1.1.7 «Воздушные линии электропередачи», методом экстраполяции. Нормативная продолжительность строительства составляет 4 месяца.

Начало строительства объекта со II квартала 2022 года, согласно письму заказчика ТОО «Уранэнерго» от 12 сентября 2019 года № 03-07/692.

6.9 Оценка воздействия на окружающую среду

Материалы разработаны проектной организацией ИП «Баймаханова Г.М.» (Государственная Лицензия №02406Р от 28.10.2016 года, выданная Комитетом экологического регулирования и контроля Министерства энергетики РК).

Проектом предусматривается строительство ВЛ-35кВ от ПС ГПП 35/10кВ ТОО «СКЗ-U» до ПС 110/10кВ «Хорасан» ТОО «Уранэнерго».

Воздушная среда.

В период строительства источниками загрязнения атмосферного воздуха являются земляные работы, компрессор передвижной с ДВС, сварочный агрегат, при работе строительной техники.

Выполненные предварительные расчеты валовых выбросов в атмосферу показали, что количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительно-монтажных работах составит 0.03420250361 г/сек, 0.1027636257т/год.

При эксплуатации проектируемого объекта источники вредных выбросов в атмосферу отсутствуют.

Водные ресурсы.

В процессе строительства объекта вода используется на хозяйственно-бытовые нужды, производственные нужды и для питьевых нужд работников.

В период строительства воду для хозяйственно–питьевого потребления осуществляется завозом специально оборудованной машиной. Расход технической воды на период строительных работ составит 0,26 м³.

Расход воды на хозяйственно-бытовые нужды составит 157,5 м³. Сброс хозяйственно-бытовых сточных вод осуществляется на герметичные емкости, с последующим вывозом по договору со специализированной организацией на ближайшие очистные сооружения.

Отходы производства и потребления.

В процессе строительства предварительный объем образования твердо-бытовых отходов составит 1,29 т/период.

Временное хранение отходов будет осуществляться в специализированных металлических контейнерах, расположенных на специально отведенной площадке.

Срок временного хранения твердо-бытовых отходов в контейнерах при температуре 0 С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Вывоз и утилизация отходов будут осуществляться на договорной основе со специализированными организациями.

Почва. Почвенный покров и почвы исследуемой территории отличаются значительной неоднородностью. В основном преобладают сложные комплексы, в которых в зависимости от рельефа местности и характера почвообразующих пород, формируются различные комбинации зональных почв с солонцами, солончаками и такырами.

Механические нарушения почвенного покрова и почв при ведении строительных работ являются наиболее значимыми по площади и часто носят необратимый характер.

Для сохранения почвенно-растительного покрова, при проведении строительных работ или после их завершения, необходимо провести механическую и биологическую рекультивацию участка строительства.

Социально-экономическая среда.

Экономический потенциал Кызылординской области имеет индустриальную направленность. В структуре промышленного производства наибольший удельный вес занимает добыча сырой нефти и попутного газа, перегонка нефти, производство и распределение электроэнергии.

Экономика области характеризуется устойчивой динамикой роста, повышенным

потенциалом развития промышленного сектора, агропромышленного комплекса, ростом розничного товарооборота и строительных работ.

При проведении строительных работ потребность в кадрах будет удовлетворена за счет местных трудовых ресурсов, что будет способствовать сокращению безработицы в регионе и повышению уровня занятости населения.

6.10 Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

ТЭО предусматривается строительство ВЛ-35кВ от ПС ГПП 35/10кВ ТОО «СКЗ-U» до ПС 110/10кВ «Хорасан» ТОО «Уранэнерго». Предусматривается строительство двухцепной ВЛ 35 кВ от проектируемой ячейки на ПС 35/10кВ «СКЗ-U» до существующей ПС 110/10кВ «Хорасан». На ПС 110/10кВ «Хорасан» предлагается ПС 110/10кВ «Хорасан» по схеме 35-3Н с заменой существующего 2-х обмоточного трансформатора на 3-х обмоточный с установкой ячейки ввода 35 кВ или же установка ячейки ввода 35 кВ с установкой силового 2-х обмоточного трансформатора, а также 2-х вводных ячеек 10кВ кабельным присоединением. По электротехническим решениям на ПС 35/10кВ «СКЗ-U» предусматривается установка линейной ячейки 35 кВ для электроснабжения ВЛ-35 кВ «СКЗ-U-Хорасан». Представлена ситуационная схема расположения объектов. Существующие подстанции размещены вдали от населённых пунктов. ПС 35/10кВ СКЗ-U вдоль реки Сырдарья в 10 км. южнее от г. Жанакорган, ПС 110/10кВ Хорасан расположена в 10км южнее от поселка Байкенже. Отвод поверхностных вод осуществляется по планировке с выпуском за пределы подстанций в пониженные места рельефа. Предусмотрены устройства подъездных дорог к ПС с грунтовым покрытием. Внешнее ограждение подстанций существующее, наружное освещение территории прожекторное. Размещение основных зданий и сооружений предусматривается в комплектно-блочном исполнении. Эксплуатация осуществляется без постоянного присутствия людей. Протяженность ВЛ-35 кВ составляет 42,8км.

Выбросы от автотранспорта и спецтехники при строительно-монтажных работах несут кратковременный характер. Согласно расчетов рассеивания превышения нормативов ПДК у источника загрязнения и в жилой зоне не ожидается. Площадка строительства не входит в водоохранную зону. Санитарно-защитная зона на период строительно-монтажных работ не устанавливается. Источники загрязнения на период эксплуатации проектируемого объекта отсутствуют. Проектируемые объекты электроснабжения не классифицируются, санитарно-защитная зона и санитарные разрывы для них не устанавливаются. Для вновь проектируемых воздушных линий электроснабжения (ВЛЭ), а также зданий и сооружений допускается принимать границы санитарных разрывов (СР)вдоль трассы ВЛЭ с горизонтальным расположением проводов и без средств снижения напряженности электрического поля по обе стороны от нее для ВЛЭ напряжением 220 кВ. В настоящем проекте предусмотрены ВЛЭ напряжением 35 кВ, для которых санитарный разрыв не устанавливается. В проекте произведена оценка воздействия на поверхностные и подземные воды, на почвенный покров, оценка физфакторов и определены мероприятия снижающие их негативные воздействия. На период строительства проектируемого объекта вода привозная, бутилированная. Источников сброса сточных вод нет. Представлены мероприятия по обезвреживанию и утилизации отходов. Проектные решения по объекту приняты с учетом действующих нормативных требований, обеспечивающих безопасность условий труда, с использованием строительных конструкций, материалов и изделий, действующих на территории РК.

6.11 Институциональный раздел

Правовая основа

В Казахстане работает и динамично развивается конкурентный рынок электроэнергии. Его главными характеристиками являются параллельно действующие взаимосвязанные рынки децентрализованной, централизованной торговли, системных вспомогательных услуг, балансирующий рынок.

Среди производителей электроэнергии сформирована конкурентная среда. Потребители оптового уровня свободны в выборе своего поставщика и имеют открытый, недискриминационный доступ к услугам по передаче электроэнергии по Национальной электрической сети.

С целью дальнейшего развития рынка электроэнергии создано правовое поле, соответствующее новым взаимоотношениями на рынке.

По ходу функционирования и развития рынка нормативно-правовая среда будет видоизменяться и совершенствоваться, чтобы соответствовать требованиям времени и экономическим условиям.

Структура управления и участники проекта

Основными участниками реализации проекта строительства ВЛ-35кВ от ПС ГПП 35/10кВ ТОО «СКЗ-U» до ПС 110/10кВ «Хорасан» являются:

инвестор (заказчик проекта) – ТОО «Уранэнерго» (Республика Казахстан);

проектная организация – разработчик схемы выдачи мощности и ТЭО строительства объекта – ТОО «Южэнергопроект» г. Шымкент (Республика Казахстан).

Строительная подрядная организация для строительства объектов выдачи мощности будет определена тендером.

ТОО «Южэнергопроект» создано в 1997 году. Основное направление деятельности института – это электросетевые строительство и электроснабжение промышленных предприятий.

Институт производит разработку проектно-сметной документации и специальных разделов проектов электроснабжения до 110 кВ и выше, включая слаботочные сети и автоматизацию технологических процессов. Институт имеет опыт проектирования солнечных электростанций.

Распределение затрат, выгод и ответственности между участниками проекта

Ответственность за принятые технологические решения, соответствие выбранного основного оборудования мировым стандартам и техники распределяется между проектной организацией и Заказчиком. Обоснованность принятых решений в ТЭО подтверждается Заказчиком, заключениями экспертизы проектов, надзорных и контролирующих органов.

Ответственность за качество строительства и сдачу объектов в эксплуатацию будет нести подрядная организация.

Возврат заемных средств с учетом необходимых отчислений на эксплуатационные и текущие затраты с созданием соответствующей прибыли для обеспечения рентабельности предприятия будет осуществляться за счет фиксированного тарифа на производство электроэнергии.

Ответственность за эксплуатацию объекта и его содержание будет нести эксплуатационная организация.

Каждая организация, участвующая в реализации проекта, подтверждает свой правовой статус наличием соответствующих лицензий на основную деятельность, а также путем получения соответствующих разрешений в надзорных и контролирующих органах.

Институциональные риски. Мероприятия по снижению рисков

Основным институциональным риском может стать изменение нормативно-правовой базы для участников проекта, что может привести к изменению показателей эффективности проекта.

6.12 Финансовый анализ

Финансово-экономический раздел

Экономическая оценка ТЭО выполнена согласно СП РК 1.02-21-2007 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство».

Источником финансирования инвестиционных затрат в проекте рассматриваются средства ТОО «Уранэнерго».

Строительство линии ВЛ 35 кВ к ПС «Хорасан» предусматривается для постоянного обеспечения электроэнергией и резервного питания подстанции.

Рассматриваемый период инвестиционного проекта 2022-2032 годы.

Ввод в эксплуатацию высоковольтной линии по прогнозам заказчика обеспечит реализацию рыночного потенциала подстанции, планируемое потребление которой составит 9 МВт.

Расчетные показатели финансово-экономического анализа выполненного в разрезе эксплуатации ПС 110/10 кВ «Хорасан» свидетельствуют об экономической целесообразности строительства линии ВЛ 35 кВ.

ВЛ-35кВ от ПС 35/10 кВ ТОО «СКЗ-U» до ПС 110/10кВ «Хорасан» ТОО «Уранэнерго в целом позволит:

обеспечить постоянное электроснабжение ближайшей ветки сети ТОО «Уранэнерго»;

увеличить налоговые поступления в бюджет;

создать новые рабочие места в процессе строительства и эксплуатации объекта.

6.13 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии с Нормативным документом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденным приказом 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 проектирования и принятых проектных решений.

Расчетная стоимость строительства определяется с целью планирования инвестиций, в том числе для бюджетного планирования на стадиях инвестиционного предложения и технико-экономического обоснования.

Сметная документация составлена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 2019.1) год по выпуску сметной документации в текущих ценах 2019 года.

При составлении смет использованы:

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015 изменения и дополнения 1-15;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтажные работы, ЭСН РК 8.04-02-2015 изменения и дополнения 1-15;

сборники сметных цен в текущем уровне 2019 года на строительные материалы, изделия и конструкции, ССЦ РК 8.04-08-2018;

сборники сметных цен в текущем уровне 2019 года на инженерное оборудование объектов строительства, ССЦ РК 8.04-09-2018;

сборник сметных цен в текущем уровне 2019 года на эксплуатацию строительных машин и механизмов, СЦЭМ РК 8.04-11-2018;

сборник тарифных ставок в строительстве, СТС РК 8.04-07-2018;

сборник сметных цен в текущем уровне 2019 года на перевозку грузов для строительства, СЦПГ РК 8.04-12-2018;

перечень оборудования, материалов и изделий, с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденный заказчиком ТОО «Уранэнерго» от 19 августа 2019 года согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 55 и 60 Нормативного документа по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, (приказ КДСиЖКХ МИР РК от 14 ноября 2017 года №249-нқ).

В сметной 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 дополнительную оплату труда в зонах экологического катастрофы и радиационного риска 30% от заработной платы (п.9.8, приложение 1 к приказу от 14 ноября 2017 года № 249-нқ).

Переход к прогнозной сметной стоимости строительства на 2018-2022 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 2020–2024годы», протокол заседания Правительства Республики Казахстан от 29 апреля 2019 года № 8.

2018 год – 2405 тенге;

2019 год – 2525 тенге;

2022 год – 2895 тенге.

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере, устанавливаемом законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду строительства.

6.14 Социальный раздел

Потребность проекта в трудовых ресурсах и его влияние на занятость населения

Осуществление проекта электроснабжения ПС 110/10кВ «Хорасан» и строительство ВЛ-35кВ, даст возможность обеспечить электроснабжением объекты, что в свою очередь обеспечивает надёжным питанием потребителей рудника Хорасан.

Линия электропередачи обеспечит потребителей безопасным и качественным электроснабжением. Во время строительства ЛЭП 35кВ и ПС 35/10 кВ, срок строительства которых по нормам составляет 5 месяцев, будет занято значительное количество квалифицированных работников строительных электромонтажных организаций и подобных рабочих из числа местного населения. После окончания

строительства для эксплуатации вновь построенных ЛЭП 35 кВ и подстанций 35/10кВ по требуется 8 прямых работников высокой квалификации.

Социальные риски

К социальным рискам отнесены риск достаточности производственного персонала, а также риск отсутствия опыта или слабой квалификации производственного персонала.

Данные риски можно оценить, как низкие.

Методами снижения риска отсутствия опыта или слабой квалификации производственного персонала может быть организация обучения персонала, имеющего среднее специальное и высшее техническое образование.

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Дополнения и изменения, внесенные в технико-экономическое обоснование в процессе экспертизы:

В процессе рассмотрения по замечаниям филиала РГП «Госэкспертиза» по Кызылординской области в технико-экономическое обоснование **«Строительство ВЛ-35кВ от ПС ГПП 35/10кВ ТОО «СКЗ-U» до ПС 110/10кВ «Хорасан» ТОО «Уранэнерго»»** внесены следующие изменения и дополнения:

По генеральному плану.

7.1.1 Откорректирован ведомость ссылочных и прилагаемых документов, действующих на территории РК.

7.1.2 Представлены технико-экономические показатели территории подстанций «до» и «после» в пределах ограждения со 100% распределением на отдельные показатели.

7.1.3 Листы «Общие данные» подписаны проектировщиком (ГИП) в соответствии с ГОСТ 21-101-97 (п. 4.2.9).

7.1.4 Устранены разночтения по толщине асфальтобетонного покрытия внутриплощадочных дорог (ПС «Хорасан»).

7.1.5 Исключены из состава чертежей раздела все принципиальные схемы, чертежи изделий и строительных решений.

7.1.6 Приведено оформление общей пояснительной записки в соответствие с требованиями СН РК 1.02-03-2011 и дополнена разделом «Генеральный план» с подробным описанием принятых проектных решений по площадкам подстанций.

По электротехническим решениям и слаботочным сетям

7.1.7 Представлено:

согласование прокладки сетей 35кВ с энергоснабжающими и иными организациями согласно выданному техническому условию, заданием на проектирование и требованиям ПУЭ РК и утвержден заказчиком, согласно нормам СП РК 1.02-21-2007;

дополнено пояснения по пересечению сетей 35кВ с инженерными коммуникациями (автодороги, с железной дороги и реки Сырдарья), в пояснительной записке и в общих указаниях, технические условия на пересечение, а также соображения по организации строительства согласно акту выбора трассы, ЛЭП 35кВ.

7.1.8 Согласно правил СП РК 1.02-21-2007 предусмотрено согласование проекта ТЭО с заинтересованными организациями и государственными надзорными органами производится в соответствии с нормативными правовыми актами Республики Казахстан, в установленном порядке, при выборе место размещения объекта.

По конструктивным решениям

7.1.9 Представлены чертежи строительных решений: установки силового трансформатора 16 МВА, оборудования ОРУ 35 кВ, ЗРУ 10 кВ, маслосборника, маслоотвода, кабельных лотков, установочные чертежи фундаментов опор, ограждений территории.

По охране окружающей среды

7.1.10 В проекте на период строительства представлены предварительные расходы воды на технические нужды.

По оценке соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам.

7.1.11 Устранены замечания, выданные в ходе рассмотрения проекта:

учтены требования действующих санитарных правил,

определены санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, питьевого режима и т.д.

По сметной документации

7.1.12 Объемы работ в сметной документации приведены в соответствие с откорректированными чертежами ТЭО.

7.2 Оценка принятых решений

В соответствии с Правилами определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам, утвержденных приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан №165 от 28 февраля 2015 года, разработчиком проекта установлен технически сложный II (нормальный) уровень ответственности.

Технико-экономическое обоснование **«Строительство ВЛ-35кВ от ПС ГПП 35/10кВ ТОО «СКЗ-U» до ПС 110/10кВ «Хорасан» ТОО «Уранэнерго»»** разработано в необходимом объеме, в соответствии с заданием на проектирование, иными исходными данными, и соответствует основным требованиям нормативных документов, своду правил СП РК 1.02-21-2007 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство».

Технико-экономическое обоснование (ТЭО) с предварительной оценкой воздействия на окружающую среду (ПредОВОС) соответствует исходным данным и требованиям Экологического Кодекса РК, нормативным документам и другим нормативным актам, регулирующий природоохранную деятельность.

Проектные решения не противоречат требованиям санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные приказом Министра национальной экономики РК №237 от 20 марта 2015 года, «Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктов», утвержденные Приказом Министра национальной экономики РК от 28.02.2015 года №168, «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека», утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 169, «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 177.

Принятые проектные решения с учетом внесенных изменений по п. 7.1 соответствуют государственным нормативным требованиям по надежности, производственной, санитарной, экологической и пожарной безопасности и функциональному назначению объекта.

Таблица №4

Основные технико-экономические показатели

№ п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	Показатели	
			заявленные	рекомендуемые
1	Мощность ПС 110/10кВ «Хорасан»	мВА	1х16	

2	Общая длина сети ВЛ-35кВ (двухцепная)	км	42,8	
3	Общая расчётная нагрузка	КВт	10000	
3	Общая расчетная стоимость строительства в текущем уровне цен 2018,2019 года и прогнозном уровне цен 2022 года в том числе	млн.тенге	1404,104	1308,097
	СМР	млн.тенге	916,208	803,616
	Оборудование	млн.тенге	227,366	248,797
	Прочие затраты	млн.тенге	260,530	255,684
	Из них в ценах:	млн.тенге		
	2018 год (ПИР)	млн.тенге	8,627	10,974
	2019 год (экспертиза)	млн.тенге	1,253	1,253
	2022 год	млн.тенге	1394,224	1295,87
4	Продолжительность строительства	мес.	4	4

8. ВЫВОДЫ

8.1 С учетом внесенных изменений и дополнений технико-экономическое обоснование **«Строительство ВЛ-35кВ от ПС ГПП 35/10кВ ТОО «СКЗ-U» до ПС 110/10кВ «Хорасан» ТОО «Уранэнерго»»** соответствует требованиям нормативных правовых актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан и рекомендуется к утверждению со следующими технико-экономическими показателями:

Мощность ПС 110/10кВ «Хорасан», мВА	-	1х16
Общая длина сети ВЛ-35кВ (двухцепная), км	-	42,8
Общая расчётная нагрузка, кВт	-	10000
Общая расчетная стоимость строительства в текущем уровне цен 2018,2019гг., и прогнозном уровне цен 2022 года, в том числе:	-	1308,097
СМР, млн. тенге	-	803,616
оборудование	-	248,797
прочие затраты, млн.тенге	-	255,684
Продолжительность строительства, мес.	-	4,0

8.2 Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована ТОО «Уранэнерго» в соответствии с условиями договора от 18 июня 2019 года № 01-1030.

8.3 До начала разработки ПСД предпроектная документация (технико-экономическое обоснование) подлежит к утверждению в установленном законодательством порядке.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

8.1 Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, **«КҚЗ-U» ЖШС 35/10кВ БТҚ ҚС-тан «Уранэнерго» ЖШС «Хорасан» 110/10кВ ҚС дейін 35кВ ӘЖ салу»** техника-экономикалық негіздемесі Қазақстан Республикасында қолданылатын нормативтік құқықтық актілер мен мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және төмендегі техника-экономикалық көрсеткіштермен бекітуге ұсынылады:

ПС 110/10кВ «Хорасан» қосалқы станциясының қуаты, мВА - 1х16

ӘЖ-35кВ желісінің жалпы ұзындығы (екі тізбекті), шақырым,	-	42,8
Жалпы есептік жүктемесі, кВт	-	10000
2018,2019 жж., ағымдағы баға және 2022 жылғы болжамды баға деңгейіндегі құрылыстың жалпы есептік құны, оның ішінде:	-	1308,097
құрылыс-монтаж жұмыстары, млн.теңге	-	803,616
құрал-жабдықтар, млн.теңге	-	248,797
өзге де шығындар, млн. теңге	-	255,684
Құрылыстың ұзақтығы, ай,	-	4,0

8.2 Осы сараптамалық қорытынды тапсырыс берушімен бекітілген, растығы 2019 жылғы 18 маусымдағы № 01-1030 шарт талаптарына сәйкес «Уранэнерго» ЖШС-мен кепілдендірілген жобалауға арналған бастапқы материалдарды (деректерді) ескере отырып орындалды.

8.3 Жоба-сметалық құжаттама әзірленгенге дейін жоба алды құжаттама (техника-экономикалық негіздеме) заңнамамен белгіленген тәртіпте бекітілуі тиіс.

Абдикаликов Б.А.

Директор

Бутабаева А.К.

Начальник производственного отдела

Искаков Г.Т.

Эксперт

Наурызбаев И.О.

Эксперт

Жумартов А.С.

Эксперт

Койшебаева Г.С.

Главный специалист

Сулеева Г.А.

Эксперт

Ерназарова С.А.

Эксперт

Кенжина Ж.К.

Эксперт

Кожаев М.М.

Эксперт