«Алматы облысы Жамбыл ауданы Қазыбекбек ауылы, Теміржол ауылдық округі мекен-жайында орналасқан қуаты 50 МВт кун электр станциясының құрылысы»
техника-экономикалық негіздемесі бойынша

13.12.2017 ж. № ҚҰТСАР-0079/17

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
ЖШС «NURU (Нуру)»
Алматы қ.

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
ЖШС «АлатауЭнергоПроект»
Алматы қ.

Алматы қаласы

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ ҚҰТСАР-0079/17 от 13.12.2017 г.

по технико-экономическому обоснованию
«Строительство солнечной электрической станции мощностью 50 МВт расположенной по адресу: Темиржолский с/о с. Казыбекбек, Жамбылского района Алматинской области»

ЗАКАЗЧИК:
ТОО «NURU (Нуру)»
г. Алматы

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «АлатауЭнергоПроект»
г. Алматы

г. Алматы

АЛҒЫ СӨЗ

«Алматы облысы Жамбыл ауданы Қазыбекбек ауылы, Теміржол ауылдық округі мекен-жайында орналасқан қуаты 50 МВт күн электр станциясының құрылысы» техника-экономикалық негіздемесі бойынша осы қорытынды ЖШС «ҚҰТ-САРАПТАМА» берілді.

ЖШС «ҚҰТ-САРАПТАМА» рұқсатынсыз осы сараптамалық қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол жоқ.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по технико-экономическому обоснованию **«Строительство солнечной электрической станции мощностью 50 МВт расположенной по адресу: Темиржолский с/о с. Казыбекбек, Жамбылского района Алматинской области»** выдано ТОО «ҚҰТ-САРАПТАМА».

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения ТОО «ҚҰТ-САРАПТАМА».

НАИМЕНОВАНИЕ: технико-экономическое обоснование «Строительство солнечной электрической станции мощностью 50 МВт расположенной по адресу: Темиржолский с/о с. Казыбекбек, Жамбылского района Алматинской области».

Настоящее заключение составлено в соответствии с договором от 06 ноября 2017 года № ҚҰТСАР-0091 между «КУТ-САРАПТАМА» и ТОО «NURU (Нуру)».

2. ЗАКАЗЧИК: ТОО «АлатауЭнергоПроект», г. Алматы

3. РАЗРАБОТЧИК: ТОО «АлатауЭнергоПроект», г. Алматы (государственная лицензия № 005700 от 24 июля 2017 года, выданная КГУ «Управление государственного архитектурно – строительного контроля города Алматы». Акимат города Алматы. I категория).

ГИП – Долгинцев А. (приказ от 17 августа 2017 года № Т/2-10/2017).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: инвестиции ТОО «Nuru (Нуру)».

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

задание на проектирование объекта «Строительство солнечной электрической станции мощностью 50 МВт расположенной по адресу: Темиржолский с/о с. Казыбекбек, Жамбылского района Алматинской области», утвержденное директором ТОО «Nuru (Нуру)» от 16 августа 2017 года;

архитектурно-планировочное задание (АПЗ) для проектирования объекта «Строительство солнечной электрической станции мощностью 50 МВт расположенной по адресу: Темиржолский с/о с. Казыбекбек, Жамбылского района Алматинской области», утвержденное директором ТОО «Nuru (Нуру)» от 15 сентября 2017 года №54, выданное ГУ «Отдел архитектуры и градостроительства Жамбылского района»;

постановление о предоставлении права временного долгосрочного землепользования на земельный участок ТОО «NURU (Нуру)», от 20 апреля 2016 года № 257;

постановление об изменениии целевого назначения, от 28 июля 2016 года № 403;

акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного) землепользования (аренды) на земельный участок №943419 , кадастровый номер 03-045-247-148 от 28 июля 2016 года, выданный отделением департаментом «Научно-производственный центр земельного кадастра»;

договор № 311 от 14 июля 2016 года об аренде земельного участка, заключенный между ТОО «NURU (Нуру)» и ГУ «Отдел земельных отношений Жамбылского района»;

протокол №1 технического совещания по вопросам выбора поставщиков и оборудования и материалов для ТЭО «Строительство солнечной электрической станции мощностью 50 МВт расположенной по адресу: Темиржолский с/о с. Казыбекбек, Жамбылского района Алматинской области», утвержденный директором ТОО «Nuru (Нуру)» от 18 августа 2017 года;

сводная ведомость потребности основных материалов, изделий, конструкций и оборудования Казахстанского производства, утвержденная директором ТОО «Nuru (Нуру)»;

письмо ТОО «Nuru (Нуру)» об источнике финансирования и начале строительства от 18 августа 2017 года №18/08/17 (1);

письмо ТОО «Nuru (Нуру)» об исходных данных для проектирования №18/08/17(1) от 18 августа 2017 года;

отчет об инженерно-геологических условиях на объекте «Строительство солнечной электрической станции мощностью 50 МВт расположенной по адресу: Темиржолский с/о, с. Казыбекбек, Жамбылского района Алматинской области», выполненный ТОО «SemTal» (государственная лицензия ГСЛ 15009565 от 21 мая 2015 года, выданная ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля Алматинской области», с приложением на двух странице от 21 мая 2015 года. Акимат Алматинской области);

топографическая съемка участка в масштабе М1:2000, выполненная ТОО «SemTal» от 2017 года;

Технические условия:

схема выдачи мощности СЭС 50 МВт в Жамбылском районе Алматинской области, соглавсованный АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC».

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

согласование заказчиком - ТОО «Nuru (Нуру)», ТЭО «Строительство солнечной электрической станции мощностью 50 МВт расположенной по адресу: Темиржолский с/о, с. Казыбекбек, Жамбылского района Алматинской области», письмо №02/11/17 (1) от 02 ноября 2017 года;

письмо № 25-06-25/2333 от 22.08.2016 года ГУ «Управления природных ресурсов и регулирования природопользования Алматинской области», для объектов IV категории стадия предОВОС к ТЭО не выполняется.

топографическая сьемка, согласованная с главным архитектором Жамбылского района, от 8 сентября 2017 года;

эскизный проект, согласованный с главным архитектором Жамбылского района от 8 сентября 2017 года;

согласование «Схемы выдачи мощности СЭС 50 МВт НурСолар в Жамбылском районе Алматинской области», предполагающую присоединение СЭС Нурсолар к ВЛ 220 кВ Л-2053 Робот-Алматы по схеме «заход-выход» от 13 декабря 2017 года №01-24-02.07/7348, выданное АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC».

5.3 Перечень документации, представленный на экспертизу

Заказ – Т-1-08-17

Общая пояснительная записка (Т-1-08-17-ПЗ).

Прайс-листы (вариант 1).

Прайс-листы (вариант 2).

Сметная документация.

Приложения

задание на разработку Технико-экономического обоснования, выданное ТОО «Nuru (Нуру)». Приложение № 1 к Договору № Т/1-08-17 от 16 августа 2017 года;

Графические материалы:

Ситуационный план М1:5000. Т/1-08-17-ГП.

Конструкции дорожной одежды по внутриплощадочным автодорогам ВЭС с гравийно – песчаным покрытием. Т/1-08-17-ГП.

Разрез траншеи для прокладки кабеля 10 кВ. Т/1-08-17-ЭП.

Схема организации каналов связи и передачи данных. С/1-08-17-СХ.

Схема структурная SCADA, АСКУЭ, СККЭ. С/1-08-17-СХ.

Принципиальная схема размещения устройств релейной защиты и линейной автоматики. С/1-08-17-СХ.

Рекомендуемая схема присоединения СЭС Нурсолар к электрическим сетям. С/1-08-17-СХ.

Варианты схемы присоединения СЭС Нурсолар к электрическим сетям. С/1-08-17-СХ.

Карта-схема существующих электрических сетей 110 кВ и выше в районе намечаемой СЭС Нурсолар. С/1-08-17-СХ.

5.4 Цель и назначение объекта, необходимость и целесообразность его строительства

Цель технико – экономического обоснования – предварительно определить материальные и физические затраты на предпроектной стадии для дальнейшего инвестирования денежных средств в строительство объектов возобновляемых источников энергии.

Целью проекта является строительство СЭС Нурсолар мощностью 50 МВт и сбыт основного вида продукции – электроэнергии.

5.5 Маркетинговый раздел

На основе исследования мировых рынков видна явная тенденция устойчивовго роста использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). До последнего времени в развитии энергетики прослеживалась четкая закономерность: развитие получали те направления энергетики, которые обеспечивали достаточно быстрый прямой экономический эффект. Связанные с этими направлениями социальные и экологические последствия рассматривались лишь как сопутствующие, и их роль в принятии решений была незначительной.

При таком подходе ВИЭ рассматривались лишь как энергоресурсы будущего, на случай если будут исчерпаны традиционные источники энергии или когда их добыча станет чрезвычайно дорогой и трудоемкой. Ситуацию резко изменило осознание человечеством экологических пределов роста. Быстрый экспоненциальный рост негативных антропогенных воздействий на окружающую среду ведет к существенному ухудшению среды обитания человека. Поддержание этой среды в нормальном состоянии и возможность ее к самосохранению, становится одной из приоритетных целей жизнедеятельности общества. В этих условиях прежние, только узко экономические оценки различных направлений техники, технологии, хозяйствования, становятся явно недостаточными, ибо они не учитывают социальные и экологические аспекты.

Одной из составляющих устойчивого развития экономики и общества является открытый доступ к энергоресурсам. Высокий, практически бесконечный потенциал возобновляемых источников энергии в Казахстане позволит не только обеспечить чистой и возобновляемой энергией энергетически и ресурсно-дефицитные регионы страны, но и направить ее излишки для диверсификации экспорта на несырьевом международном рынке.

Развитие возобновляемых источников энергии в Казахстане на сегодняшний день является одним из самых перспективных направлений энергетической промышленности.

Анализ современного состояния и основных направлений развития социально-экономического комплекса выявил, что значительное развитие экономики происходит на

базе максимального использования минерально-сырьевых, территориальных, природно-климатических и трудовых ресурсов.

Приоритетные государственные программы ставят четкие ориентиры на улучшение экологии, основанные на построении устойчивой эффективной модели экономики, с целью перехода на «зеленый» путь развития, с высоким уровнем качества жизни населения, бережным и рациональным использованием природных ресурсов в интересах нынешнего и будущих поколений.

Введение в действие Закона Республики Казахстан от 4 июля 2009 г. № 165-IV «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» придает субъектам ВИЭ особый статус на электроэнергетическом рынке, что вполне оправданно ситуацией сложившейся на рынке энергоресурсов.

Оценка существующего и перспективного спроса

Спрос на электроэнергию характеризуется показателями электропотребления и максимума электрической нагрузки.

Динамика вышеуказанных показателей приведена ниже в таблице №1.

Динамика спроса на электроэнергию

Таблица №1

Наименование	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Электропотребление, млрд. кВт.ч	7,7	8,31	8,63	8,44	8,76	9,34	9,85	9,61	10,17	9,92
Темпы роста (%)		7,9	3,9	-2,2	3,8	6,6	5,5	-2,4	5,8	-2,5
Максимум электрической нагрузки (совм. с ЕЭС Казахстана), МВт	1397	1555	1589	1483	1576	1749	1844	1613	1741	1672
Темпы роста (%)		11,3	2,2	-6,7	6,3	11,0	5,4	-12,5	7,9	-4,0

Среднегодовые темпы роста электропотребления за 2006-2015 гг. по области составили 2,9%.

Рост электропотребления и электрических нагрузок обусловлен, тем что в настоящее время, в регионе осуществляются мероприятия по реализации второго этапа Стратегии индустриально-инновационного развития, направленные на модернизацию и техническое перевооружение имеющихся производственных мощностей, строительство инновационных производств, организацию работы по переходу предприятий на международные стандарты качества, создание основ кластеризации в приоритетных отраслях экономики.

Прогнозируемый рост электрических нагрузок будет обусловлен развитием предприятий малого и среднего бизнеса, наращиванием мощностей действующих предприятий, строительством новых и реконструкцией действующих предприятий.

Оценка прогнозного спроса выполнена на основании методических указаний по выполнению схем развития энергосистем с учетом прогнозных макроэкономических показателей. При составлении расчетов за основу приняты следующие данные: динамика уровней и структуры электропотребления за ретроспективный период 1990- 2015 гг.; данные Генеральных планов городов и населенных пунктов; удельные норм электропотребления в коммунально-бытовом секторе; данные по существующим промышленным потребителям; перечень намеченных к реализации инвестиционных проектов в соответствии с утвержденными программами развития; и т.д.

Перспективный рост электропотребления и электрических нагрузок Алматинской области будет обусловлен реализации следующих проектов:

создание специальной экономической зоны «Парк информационных технологий Алатау»;

развитие СЭЗ «Достык» в районе международного железнодорожного перехода Достык – Алашанькоу, связывающего Казахстан и Китай;

рост объемов жилищного и общественного строительства по Программе развития регионов до 2020 года;

создание индустриальной зоны «Талдыкорган», которая будет специализироваться в сфере глубокой переработки сельхозпродукции, малого машиностроения, электротехники, текстильной промышленности, строительной индустрии;

создание индустриальной зоны «Арна» для размещения крупных индустриальных предприятий, выносимых из города Алматы;

создание промзоны Междуреченск;

развитие специальной экономической зоны СЭЗ ПИТ;

строительство горнометаллургического предприятия «Коксайский ГОК»;

Среднегодовые темпы роста электропотребления за период 2015-2029 гг. с учетом принятого развития рассматриваемого региона определились в диапазоне 2,1-4,1%, соответственно, по минимальному и максимальному уровню прогноза.

Динамика электропотребления и электрических нагрузок в целом по Алматинской области по вариантам прогноза на период до 2029 г. приведена ниже в таблице №2.

Динамика электропотребления и электрических нагрузок, прогноз до 2029 года

Таблица №2

Наименование	2014 г.	2015 г.	2019 г.		2024 г.		2029 г.	
	отчет		прогноз					
			мин	макс	мин	макс	мин	макс
1. Электропотребление, млрд. кВт.ч	10,17	9,92	10,9	12,2	12,0	14,7	13,2	17,1
2. Максимум электрической нагрузки (совм.), МВт	1741	1672	1920	2150	2135	2610	2360	3045

<u>Анализ современного состояния отрасли, необходимости строительства объекта и оценка влияния продукции на рост экспортного потенциала страны</u>

Суммарная установленная мощность собственных электростанций Алматинской области по состоянию на 1 января 2016 г. составила 1600,2 МВт, располагаемая – 1095 МВт.

В 2015 г. собственные электростанции обеспечивали 64% потребности области в электроэнергии, при этом имеющийся дефицит электроэнергии покрывался от электростанций ЕЭС Казахстана и за счет импорта из стран Центральной Азии.

Суммарная выработка электроэнергии на электростанциях за отчётный 2015 г. составила 6,33 млрд. кВт.ч и увеличилась по сравнению с 2014 г. на 0,38 млрд. кВт.ч или 6,4%.

Положительная динамика выработки электроэнергии, за исключением ряда лет, что было обусловлено снижением спроса. Среднегодовые темпы роста в период 2005-2015 составили 2,8%.

Развитие генерирующих мощностей в период до 2027 года намечается осуществить за счёт технического перевооружения и расширения существующих станций, строительства новых электростанций, а также вовлечения в баланс возобновляемых источников энергии.

В соответствии с решением Научно-технического совета АО «Самрук-Энерго» одобрен вариант технического перевооружения АТЭЦ-1 в составе 2 газовых турбины SGT-700 Siemens и сохранение в эксплуатации ТА ст. №8 Р-25-90 общей мощностью 82 МВт.

В рамках инвестиционной программы на период 2015-2022 гг. АО «АлЭС» запланировало расширение Алматинской ТЭЦ-2 (III очередь) с установкой 2хТ-120/130-130 ст. №7, 8.

На Алматинском каскаде ГЭС запланирована реконструкция с увеличением установленной мощности до 54 МВт.

В процессе разработки технико-экономического обоснования был выполнен расчет баланса мощности с учетом вариантов прогнозируемой нагрузки и развития станций.

Из приведенного баланса следует, что ожидаемые дефициты мощности по Алматинской области могут возрасти с 639 МВт в отчетном 2015 г. до 1265-1865 МВт на уровне 2027 г.

Приведенные расчеты наглядно показывают необходимость строительства БЭС мощностью 4,76 МВт в Алматинской области с целью частичного покрытия дефицита энергии для эффективного развития промышленности области и улучшения социально-бытовых условий для проживания населения.

Проектируемая СЭС будет являться региональным источником энергии, предназначенным для окрытия дефицитов Алматинской области, и не будет иметь значительного влияния на экспортный потенциал Казахстана.

Анализ работы существующих объектов в данной отрасли, в том числе анализ конкурентов

К числу потенциальных конкурентов можно отнести всех субъектов осуществляющих основную деятельность в нише возобновляемых источников энергии, которые введены в эксплуатацию в настоящее время, и в перспективе будут построены в Алматинской области.

Однако, учитывая, что сбыт электроэнергии в полном объеме и наличие фиксированных тарифов гарантированы действующим законодательством Республики Казахстан, конкуренции между объектами ВИЭ не предполагается.

Анализ рынков сырья, ресурсов и других факторов, связанных с функционированием проекта

Проектом предполагается, что первичным сырьем для работы солнечной электростанции мощностью 50 МВт в Алматинской области будет являться солнечная энергия.

Обеспеченность сырьём подтверждена анализом ретроспективного ряда данных NASA SSE за 1983-2005 г.г.

Согласно проведенным исследованиям регион расположения СЭС располагает достаточным количеством квалифицированных специалистов.

В части обеспечения проекта финансовыми ресурсами рассмотрены несколько сценариев возможного финансирования проекта.

Мероприятия по стимулированию сбыта продукции

Согласно Закону Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» произведенная электроэнергия будет в полном объеме закупаться специально созданным расчетно-финансовым центром для

дальнейшей реализации конечным потребителям. Мероприятий по стимулированию сбыта не требуется.

Оценка коммерческих рисков

В представленном технико-экономическом обосновании, в достаточном объеме идентифицированы возможные коммерческие риски, описаны мероприятия по их снижению и предотвращению.

6. ПРИНЯТЫЕ РЕШЕНИЯ И ИХ ОБОСНОВАНИЕ

6.1 Мощность

Показатели работы СЭС Нурсолар приведены в таблице № 3.

Показатели работы СЭС

Таблица №3

Наименование	Значение
Установленная мощность, МВт	50
Ежегодная средняя выработка электроэнергии в течении 20 лет, млн. кВт.ч	69,0
КИУМ, %	15,76

6.2 Обеспечение ресурсами

Первичным энергоресурсом (сырьем) для СЭС является солнечное излучение, которое преобразуется в электрическую энергию за счет фотоэлектрического эффекта.

Как показывает анализ усредненных данных по уровню солнечного излучения, выбранная площадка обладает достаточным потенциалом для развития солнечной энергетики.

6.3 Основные технико-технологические решения

Строительство СЭС Нурсолар планируется с установкой фотовольтических солнечных панелей, принцип работы которых основан на явлении фотоэффекта, который возникает в неоднородных полупроводниковых структурах при воздействии на них видимого и невидимого спектров солнечного излучения.

Проектом предусматривается использование фиксированных поликристаллических кремниевых солнечных панелей. После анализа производимых на сегодняшний день солнечных панелей для данного проекта принято оборудование NwComp Solar.

Ниже в таблице приведены краткие технические характеристики панелей.

Технические характеристики солнечных панелей

Таблица №4

Страна производитель	Казахстан
Наименование	NWC 60-260/3BB
Наименование компании производителя	NwComp Solar
Тип модуля	поликристаллический
Габаритный размер, мм	1650x991x40
Электрические параметры	
Единичная мощность модуля, Вт	260
Эффективность модуля, %	16,21

Примечание: все параметры приведены к стандартным условиям испытаний: Оптическая область спектра AM (Air mass) 1.5; плотность потока солнечной энергии 1000 Вт/м2; температура фотоэлектрических солнечных элементов 25 °С.

Ориентировочно для строительства СЭС Нурсолар проектом предусмотрено 192 307 фотоэлектрических модулей (ФЭМ).

Фотоэлектрические модули в июне месяце, (наивысшая точка подъема Солнца), будут стоять под углом 25º к горизонту и лучам Солнца.

Металлоконструкции для крепления и установки ФЭМ поставляются в комплекте с оборудованием. Установка производится без устройства фундаментов, металлоконструкции для установки ФЭМ идут в комплекте с оборудованием. Металлоконструкции для крепления солнечных панелей устанавливаются путем забивания металлически стоек (свайным методом) в грунт.

Преобразование энергии с постоянного на переменный ток

Солнечные панели в результате фотоэлектрического процесса генерируют постоянный ток, который с помощью специальных инверторов, преобразуется в переменный ток частотой 50 Гц и выходным напряжением 380 В.

Для преобразования постоянного тока ФЭМ в переменный планируется применение инверторов SMA MV Power Station 2200SC производства компании SMA (Германия) единичной мощностью 2200 кВт.

Инвертор типа SMA MV Power Station 2200SC представляет собой быстромонтируемое здание контейнерного типа высокой заводской готовности со встроенным электротехническим оборудованием и является унифицированным решением, предназначенным для солнечных электростанций коммерческого масштаба. Принцип действия инверторов основан на методе широтно-импульсной модуляции, реализуемый за счет применения биполярных транзисторов с изолированным затвором, контейнер состоит из двух инверторов одинаковой мощности.

Ниже в таблице приведены краткие технические характеристики инвертора.

Технические характеристики инвертора

Таблица №5

Наименование	MV Power Station
Наименование компании производителя	SMA (Германия)
Цепь постоянного тока	
Максимальная подключаемая мощность кВт	2200
Максимальное напряжение, В	1000
Диапазон напряжения соотв. точке максимальной мощности MPP, В	570-1000
Максимальный ток, А (25/50С°)	4110/ 3960
Цепь переменного тока	
Номинальная мощность, кВт	2200
Коэффициент мощности	0,8…0,8
Номинальное выходное напряжение, В	160-280
Выходные частота, Гц	50
Гармонические искажения, %	<3
Эффективность, %	98,6

Предварительно для дальнейших расчетов проектом принято 23 инверторных контейнеров.

Схема присоединения СЭС Нурсолар к повышающей подстанции

В данном ТЭО для равномерного присоединения к двум секциям шин планируемого открытого распределительного устройства (ОРУ) СЭС Нурсолар, удобства обслуживания и доступа к модулям принято - 6 блоков модулей, при этом в состав

каждого блока входит 4 комплекса PV Box RT с 32 046 штук ФЭМ и 2-мя контейнера с 4-мя инверторами (1 инвертор – 2,2 МВт), (исключение 1 блок с 3 инверторами).

Таким образом мощность СЭС составит 5х4х2,2+1х3х2,2=50,6 МВт ≈ 50 МВт.

Далее от каждого блока проектом предусматривается присоединение кабельными линиями с проектируемым РУ-10кВ повышающей подстанции, устанавливаемой на территории СЭС.

Технические решения по схеме выдачи мощности в сети системного оператора АО «KEGOC» от повышающей подстанции, самой повышающей подстанции и системам связи, сигнализации и АСУТП в объеме данного технико-экономического обоснования не рассматриваются и будут представлены на дальнейших стадиях проектирования.

6.4 Место размещения объекта, и характеристика участка строительства

Площадка участка под строительство СЭС расположена близи ПС500/220 кВ в Жамбылском районе Алматинской области.

Рисунок 1. Место реализации

Природно-климатические условия подрайона строительства:

Климат района резко континентальный, с холодной зимой и жарким летом:

- климатическая зона по СНиП РК 2.04-01-2010 - III В;
- по весу снегового покрова – II (so = 70 кгс/м^2) район;
- по давлению ветра – III (wo = 38 кгс/м^2) район;
- расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки (СН РК 2.04-21-2001*) - минус 28° С.

Толщина стенки гололеда не менее 10 мм.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Категория грунтов по сейсмическим свойствам в пределах площадки — II (вторая).

Уточненное значение сейсмичности площадки строительства – 8 баллов.

Участок изыскания с поверхности представлен почвенно-растительным слоем мощностью до 0,1 м. Ниже по разрезу залегают пески с прослойками суглинков.

В пределах исследуемой площадки выделены следующие инженерно геологические элементы:

ИГЭ-1 – почвенно – растительный слой;
ИГЭ-2 – суглинок непросадочный;
ИГЭ-3 – песок пылеватый, средней плотности;
ИГЭ-4 - песок мелкий, средней плотности;
ИГЭ-5 - песок средней крупности, средней плотности;

Таблица №6

№ Игэ	Наименование грунта	$\rho_н$	ρ_{II}	ρ_I	c_{II}	c_I	φ_{II}	φ_I	E
1	Почвенно-растительный слой	1,20	1,19	1,18	-	-	-	-	-
2	Суглинки и супеси просадочные	1,93	1,92	1,91	43/25	34/19	25/18	23/17	13,0/9,7
3	Песок пылеватый, средней плотности	1,92	1,90	1,88	2	1	26	23	11
4	Песок мелкий, средней плотности	1,92	1,90	1,88	0	0	28	25	18
5	Песок средней крупности, средней плотности	1,94	1,92	1,90	1	1	35	32	30

Примечания:
ρ- плотность грунта, т/м^3
С - удельное сцепление, кПа
φ - угол внутреннего трения, градус
Е - модуль деформации, МПа;

Грунтовые воды глубиной до 10,0 м не вскрыты. По фондовым материалам залегают на глубине 11,0 м.

Грунты по степени засоления – незасоленные и не агрессивные.

Коррозионная активность грунтов к углеродистой стали – низкая.

Максимальное проникновение «0» градуса в грунт составляет для песков – 137 см.

Нормативная глубина сезонного промерзания (СНиП РК 5.01-01-2002) составляет: для песков – 119 см, для суглинков – 97 см.

Пески при насыщении водой обладают плывунными свойствами.

6.5 Генеральный план и транспорт

На территории площадки СЭС Нурсолар планируется устройство внутриплощадочных дорог. Покрытие внутриплощадочных дорог и площадок предусмотрено из гравийно-песчаной смеси. Общая длина дорог составила 6,9 км. Также предусматривается ограждение площадки длиной 4,02 км с покрытием защитной Егозой и 1 воротами.

Технические показатели по генплану

Таблица №7

№	Наименование показателей	Ед. изм.	Расчетные значения
1	Занимаемая площадь	га	500
2	Площадь участка под СЭС	га	100
3	Внутриплощадочные дороги	га	2,1
4	Наружное ограждение Н=2,5 м	м	4015

6.6 Архитектурно-строительные решения

Металлоконструкции для крепления и установки ФЭМ поставляются в комплекте с оборудованием. Установка производится без устройства фундаментов, металлоконструкции для установки ФЭМ идут в комплекте с оборудованием. Металлоконструкции для крепления солнечных панелей устанавливаются путем забивания металлических стоек (свайным методом) в грунт.

6.7 Инженерное обеспечение, сети и системы

Проектом от каждого блока предусматриваются по одной кабельной линии, напряжением 10 кВ, которые прокладываются по территории отведенной площадки под строительство солнечной электростанции до планируемой РУ-10кВ ПС 220/10-10 кВ СЭС Нурсолар.

Общая протяженность внутриплощадочных кабельных линий 10 кВ составляет 7,809 км.

По результатам расчета по выбору сечения внутриплощадочных КЛ 10 кВ СЭС Нурсолар, из расчета выдачи мощности 1 блока мощностью 8,8 МВт и 6,6 МВт КЛ сечением 300 мм^2 и 240 мм^2 недостаточны для выдачи мощности СЭС Нурсолар. Проведя последовательные аналогичные расчеты для последующих стандартных значений сечения был выбран кабель сечением 630мм2 (Iдоп.=690А) и 400 мм^2 (540А), для которого значение допустимого тока с учетом поправочных коэффициентов составили 539А и 432А, при котором выполняется условие Iр.≤ Iдоп.

Сечение экрана с учетом токов короткого замыкания принято 70 мм^2.

На основании изложенного в работе рекомендуется сооружение КЛ 10 кВ из трех одножильных кабелей сечением 630 мм^2 с алюминиевой жилой с экраном из медных проволок сечением 70 мм^2, с изоляцией из сшитого полиэтилена.

На кабельной линии применен одножильный кабель 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена в усиленной оболочке, токопроводящая алюминиевая жила сечением 630 мм^2, экран из медных проволок сечением 70 мм^2, наружная оболочка из ПЭ. Кабель по конструктивному исполнению, техническим характеристикам и эксплуатационным свойствам соответствует международному стандарту МЭК 60502-2, кабель АПвПу 3(1х630/70)-10 кВ.

Ниже в таблице приведены технические показатели внутриплощадочных кабельных линии 10 кВ.

Технические показатели внутриплощадочных кабельных линии 10 кВ

Таблица №8

№ п/п	Наименование	Показатель
1	Длина кабельных линий 10 кВ, м	7 809
2	Кабель трехжильный силовой 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, токопроводящие жилы алюминиевые, сечением 630 мм^2, м	23 428
3	Кабель ВОЛС, м	7 809
4	Муфта трехфазная концевая 10 кВ внутренней установки, шт.	12
5	Железобетонные плиты П1-8, шт./м^3	10553/211,1
6	Песок, м^3	1 875,0
7	Местный грунт, м^3	8 434,0
8	Сигнальная лента, м	7 809

Протяженность КЛ приведена ниже в таблице.

Таблица №9

Наименование	Нумерация блоков ФЭМ	Длина по трассе, м	ΣДлина, м
Блок 1	1,2,3,4	1474	4422
Блок 2	5,6,7,8	1653	4959
Блок 3	9,10,11,12	1475	4425
Блок 4	13,14,15,16	1303	3909
Блок 5	17,18,19,20	1125	3375
Блок 6	21,22,23	779	2337
между substation (блок 1-6)		1200	3600
Общая протяженность по трассе		7809	23428
Общая протяженность с учетом		8356	25068

Технические решения по внутриплощадочным дорогам

На территории площадки СЭС Нурсолар планируется устройство внутриплощадных дорог. Покрытие внутриплощадочных автодорог и площадок предусмотрено из гравийно-песчаной смеси. Общая длина дорог составила 6,9 км. Так же предусматривается ограждение площадки длинной 4,02 км с покрытием защитной Егозой и 1 воротами.

Охранные мероприятия

Охранные мероприятия территории СЭС в данном ТЭО не рассмотрены, но планируются к рассмотрению на дальнейших стадиях проектирования.

При этом для проектируемой СЭС Нурсолар должны быть предусмотрены следующие обязательные охранные мероприятия:

- ограда по периметру площадки с установкой камер видеонаблюдения и датчиков движения;
- наружное освещение, включаемое автоматически и при необходимости;
- охранная сигнализация по периметру для исключения несанкционированного проникновения на территорию.
- для своевременного извещения персонала о возникновении пожара на территории СЭС, предусмотрена система пожарно-охранной сигнализации, осуществляющая контроль состояния пожарных извещателей.

6.8 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

По взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности все помещения в здании инверторные ПС 10 кВ относятся к категории – Д.

Трассы кабельных лотков на открытой части 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;

Для прохода кабелей через стены и плиты перекрытия в последних предусматриваются трубы или проемы. После прокладки кабелей в соответствии с ПУЭ РК зазоры в трубах и проемах должны быть заделаны легко пробиваемым несгораемым огнезащитным материалом.

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

установка выключателей 10 кВ, не содержащих масло;

контрольные и силовые кабели с изоляцией и оболочкой не распространяющей горение с низким дымо- и газовыделением.

Тушение пожара должно осуществляться аварийными выездными бригадами и местной пожарной командой, прошедшей соответствующую подготовку.

6.9 Охрана окружающей среды

На основании обращения ТОО «NURU (Нуру)» Исх.№ 03/11/2017(2) к ТОО «ҚҰТ-САРАПТАМА» со ссылкой на письмо № 25-06-25/2333 от 22.августа.2016 года Управления природных ресурсов и регулирования природопользования Акимата Жамбылской области по схожему объекту в соответствии с санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденных приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года №237, ветровая электрическая станция не классифицируется санитарной классификацией.

Согласно Экологического кодекса РК ст. 37 пункт 2 для объектов IV категории стадия предОВОС к ТЭО не выполняется.

На основании чего раздел предОВОС в объеме данного ТЭО не разрабатывался.

6.10 Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

Проект намечаемой к строительству СЭС будет разрабатываться в соответствии с «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТРМ-016-2001, ПУЭ, «Санитарных правил и норм защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты» СанПиН РК и Закона Республики Казахстан от 28 февраля 2004 №528-2 «О безопасности и охране труда».

Все работы (строительные, монтажные и специальные) должны выполняться в соответствии с действующими СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве» и ППБС РК 01-94 «Правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ».

Основным мероприятием по защите населения от воздействия электрического поля промышленной частоты является строгое соблюдение требований, регламентирующих использование охранной зоны. Эти требования изложены в СанПиН РК 3.01.036-97 и «Правил охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 Вольт», утвержденных постановлением Правительства Республики Казахстан 10.10.1996 г.

В соответствии с Санитарными правилами и нормами «Защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого высоковольтными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты» (СанПин РК №3.01.036-97) санитарно-гигиенические требования к санитарной-защитной зоне КЛ 10кВ не предъявляются, а их эксплуатация регламентируется требованиями со стороны техники безопасности.

На период строительства источниками загрязнения окружающей среды являются места складирования горюче-смазочных средств, от которых возможно загрязнение земли.

Строительная организация, осуществляющая строительство электросетевого объекта, обязана осуществить сбор и вывоз строительных отходов в специальные места перед сдачей в эксплуатацию. Габариты проводов до земли и других сооружений приняты согласно ПУЭ и соответствует биологическим нормам. Кабельные линии 10 кВ не представляют угрозу окружающей среде, так как они не загрязняет воздух, землю и воду.

Согласно представленной заказчиком информации на площадке планируется строительство солнечной электрической станции мощностью 50 МВт. Производство электроэнергии СЭС осуществляется на постоянном токе в результате фотоэлектрического процесса. Далее предполагается, что будет происходить сбор энергии по низковольтным сетям на инверторные ПС 10кВ, посредством которых будет выполняться преобразование энергии на переменный ток напряжением до 380 В и уже далее его трансформация на напряжение 10 кВ.

6.11 Институциональный раздел

Схема управления проектом

Схема управления проектом, основанная на перечне участников проекта в соответствие с определенными функциями, обязанностями и ответственностью, представлена на рисунке 2.

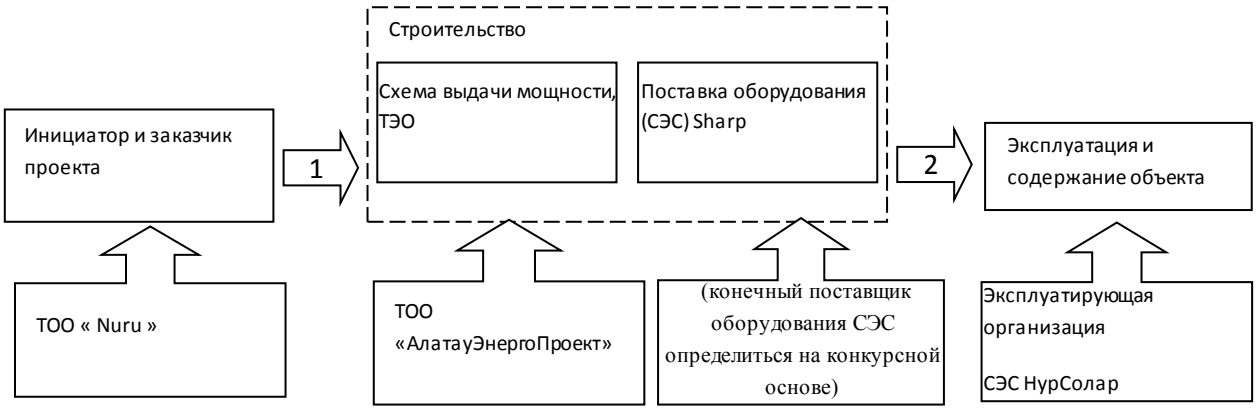

Рисунок 2. Схема управления проектом

Правовая основа

Основными нормативно-правовыми актами, регулирующими деятельность в области электроэнергетики, в том числе в отношении прав и обязанностей участников производства, передачи и потребления электроэнергии, порядка определения предельных, расчетных и индивидуальных тарифов для энергопроизводящих организаций, функционирования оптового и розничного рынков электроэнергии являются следующие документы:

1. Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года №588 «Об электроэнергетике», с изменениями и дополнениями по состоянию на 11.07.2017 года.
2. Закон Республики Казахстан от 13 января 2012 года № 541-IV «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности», с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.12.2016 года.
3. Закон Республики Казахстан от 4 июля 2009 г №165-IV «О поддержке использования возобновляемых источников энергии».
4. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года № 210 «Об утверждении Электросетевых правил», с изменениями от 14.12.2016 года.
5. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 25 февраля 2015 года № 143 «Об утверждении Правил пользования электрической энергией».
6. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 106 «Об утверждении Правил организации и функционирования оптового рынка электрической энергии».

7. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 3 декабря 2015 года № 691 «Об утверждении Правил оказания услуг системным оператором, организации и функционирования рынка системных и вспомогательных услуг».

8. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 112 «Об утверждении Правил функционирования балансирующего рынка электрической энергии».

9. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 11 февраля 2015 года № 74 «Об утверждении Правил осуществления мониторинга за использованием возобновляемых источников энергии».

10. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 117 «Об утверждении Правил определения ближайшей точки подключения к электрическим или тепловым сетям и подключения объектов по использованию возобновляемых источников энергии».

11. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 2 марта 2015 года № 164 «Об утверждении Правил централизованной покупки ипродажи расчетно-финансовым центром электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источниковэнергии».

12. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 2 марта 2015 года № 163 «Об утверждении типовых форм договоров покупки расчетно-финансовым центром электрической энергии у энергопроизводящей организации, использующей возобновляемые источники энергии, по фиксированным тарифам и тарифам, не превышающим уровня отпускной цены, установленного в утвержденном и согласованном с уполномоченным или местным исполнительным органом технико-экономическом обосновании проекта строительства объекта по использованию возобновляемых источников энергии, продажи расчетно-финансовым центром условным потребителям электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии».

13. Постановление Правительства Республики Казахстан от 27марта 2014 года № 271 «Об утверждении Правил определения фиксированных тарифов».

14. Постановление Правительства Республики Казахстан от 3февраля 2016 года № 50 «О внесении изменений и дополнений в постановление Правительства Республики Казахстан от 27 марта 2014 года № 271 «Об утверждении Правил определения фиксированных тарифов».

15. Постановление Правительства Республики Казахстан от 25января 2013 года № 43 «Об утверждении Плана мероприятий по развитию альтернативной и возобновляемой энергетики в Казахстане на2013 - 2020 годы».

16. Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июля 2014 года № 835 «О внесении изменений в постановление Правительства Республики Казахстан от 25 января 2013 года № 43 «Об утверждении Плана мероприятий по развитию альтернативной и возобновляемой энергетики в Казахстане на 2013-2020 годы».

Информация об участниках реализации проекта и их ответственность

Собственниками СЭС являются ТОО «Nuru (Нуру)» и компания Sharp которые привлекают инвестиционные средства и будут осуществлять операционное управление данной СЭС.

Разработчиком ТЭО является ТОО «АлатауЭнергоПроект».

Строительная подрядная организация для строительства объектов БЭС будет определена на последующих стадиях реализации проекта, по итогам тендера.

Ответственность за принятые технологические решения, соответствие выбранного основного оборудования мировым стандартам распределяется между проектной организацией и Заказчиком.

Обоснованность принятых решений в ТЭО подтверждается заключениями Заказчика, аккредитованной экспертной организацией, надзорных и контролирующих заинтересованных органов.

Ответственность за качество строительства и своевременную сдачу объекта в эксплуатацию будет нести подрядная организация на основании действующего законодательства и договорных обязательств.

Возврат заемных средств с учетом необходимых отчислений на эксплуатационные и текущие затраты с аккумулирование прибыли для обеспечения рентабельности предприятия будет осуществляться управляющей компанией за счет реализации производимой электроэнергии и ее реализации по фиксированному тарифу ТОО «Расчетно-финансовый центр».

6.12 Организация строительства

Расчет продолжительности строительства и расчет норм заделов по годам строительства выполнены согласно СН РК 1.03-02-2014 и СП РК 1.03-102-2014 «Продолжительность строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» часть I составляет 19,0 мес.

Начало строительства – планируется ориентировочно в 1 квартале 2018 года, согласно письму заказчика ТОО «NURU (Нуру)», от 18 августа 2017 года № 18/08/17(1).

На основании письма ТОО «NURU (Нуру)» № 18/08/17(1) от 18 августа 2017 года, общая продолжительность строительства принимается 12 месяцев.

Технические показатели:

Нормативная продолжительность строительства – 12,0 мес.

Нормы задела по годам строительства:

I квартал 2018 год – 25 %;

II квартал 2018 год – 50 %;

III квартал 2018 год – 75 %;

IV квартал 2018 год – 100 %;

6.13 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии с Государственным нормативом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденным приказом Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 3 июля 2015 года № 235-нқ, на основании государственных сметных нормативов, задания на проектирования, принятых проектных решений и утвержденного дефектного акта.

Постэкспертная сметная стоимость строительства подлежит утверждению заказчиком и является основанием для определения лимита средств, при реализации проектов за счет государственных инвестиций в строительство в соответствии с пунктом 17 Государственного норматива по определению сметной стоимости в Республике Казахстан.

Сметная документация составлена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 5.5.6) по выпуску сметной документации в текущих ценах 4 квартала 2017 года.

При составлении смет использованы:

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015 изменения и дополнения выпуск 9;

сборник сметных цен в текущем уровне на эксплуатацию строительных машин и механизмов 2017 год СЦЭМ РК 8.04-11-2017 выпуск 9.

сборники сметных цен в текущем уровне 2017 года 4 квартал на строительные материалы, изделия и конструкции ССЦ РК 8.04-08-2017 выпуск 3;

сборник сметных цен в текущем уровне на перевозку грузов для строительства 2017 год СЦПГ РК 8.04-12-2017 выпуск 1.

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

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

накладные расходы, определенные в соответствии с Государственным нормативом по определению величины накладных расходов в строительстве (приложение 2 к приказу от 3 июля 2015 года № 235-нқ);

сметная прибыль в размере 8 % от суммы прямых затрат и накладных расходов

(п. 79, приложение 1 к приказу от 3 июля 2015 года № 235-нқ);

резерв средств заказчика на непредвиденные затраты в размере 2 % от общей суммы средств по позициям 1-7 сводного сметного расчета (п. 91, приложение 1 к приказу от 3 июля 2015 года № 235-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.

Сметная стоимость строительства определена в ценах 4 квартала 2017 года с учетом МРП каждого года строительства, установленного в соответствии со статьей 11 п.4 Закона Республики Казахстан «О Республиканском бюджете на 2016-2018 годы» от 30 ноября 2015 года № 426-V ЗРК, со статьей 7 п. 4 Закона Республики Казахстан

«О республиканском бюджете на 2017-2019 годы» от 29 ноября 2016 года № 25-VI, с Приложением 1 «Прогноз социально-экономического развития Республики Казахстан на 2017–2021 годы», протокол заседания Правительства Республики Казахстан от 31 августа 2016 года № 29, с учетом изменений от 13 февраля 2017 года, протокол № 7 на 2016, 2017, 2018 годы:

2016 год – 2 121 тенге;

2017 год – 2 269 тенге;

2018 год – 2 405 тенге.

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

6.14 Финансово-экономический раздел

С целью проведения финансово-экономического анализа целесообразности строительства солнечной электрической станции мощностью 50 МВт расположенной по адресу: Темиржолский с/о с. Казыбекбек, Жамбылского района Алматинской области (далее по тексту – «СЭС, мощностью 50 МВт»), в представленном технико-экономическом обосновании выполнен финансово-экономический раздел.

Финансовая и экономическая оценка производилась в соответствии с требованиями СП РК 1.02-21-2007 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство» и других нормативно-правовых актов, действующих на территории Республики Казахстан.

Эффективность проекта оценивалась с целью выявления соответствия проекта социально-экономическому развитию общества.

Расчеты экономической эффективности произведены на основании методических рекомендаций, с применением простых методов оценки и методов дисконтирования.

Инвестиционный план предусматривает строительство «СЭС, мощностью 50 МВт», с предполагаемым вводом в эксплуатацию в 2019 году, с целью освоения имеющегося природного потенциала, снижения негативного влияния на окружающую среду, экономии органического топлива и снижения выбросов парниковых газов.

Порядок строительства и ввода «СЭС, мощностью 50 МВт»в эксплуатацию, принят в соответствии с календарным графиком строительства объектов биогазовой электрической станции.

Общая сумма капитальных вложений за весь период реализации проекта, с учетом затрат на объекты схемы выдачи мощности составит – 290 96,5 млн.тенге.

Календарный план освоения капиталовложений приведен по компонентам затрат приведен в таблице:

Таблица №10

Наименование	2017 год	2018 год	Всего
Солнечная электростанция			
Фотоэлектрические модули и инверторные ПС, КЛ и пр.	0,0	25 249,0	25 249,0
Прочие	897,5	0,0	897,5
ИТОГО:	897,5	25 249,0	26 146,5
Схема выдачи мощности			
ПС	0,0	2 650,0	2650,0
ВЛ	0,0	30,0	30,0
Прочие	0,00	270,0	270,0
ИТОГО:	0,00	2950,0	2950,0
ВСЕГО:	897,5	28 199,00	29096,5

Для данного ТЭО, рассмотрены денежные потоки от операционной деятельности, собственные средства инициатора проекта, средства предоставляемые потенциальным инвестором на условиях срочности, возвратности и платности.

Источник финансирования

В соответствии с предоставленными материалами на разработку ТЭО, предусматривается выполнение расчетов для осуществления «СЭС, мощностью 50 МВт», исходя из двух вариантов финансирования:

1-й вариант – за счет частичного использования заемных средств коммерческого банка, исходя из соотношения 25 % - собственные средства инициатора проекта; 75% - заемные средства;

2-й вариант –100 % - собственные средства инвестора.

Предполагаемые схемы финансирования, рассмотренные в технико-экономическом обосновании подтверждены письмом заказчика (ТОО «Nuru (Нуру)») от 18 августа 2017 года № 18/08/17(1).

Ставка дисконтирования

Расчет вариантов реализации проекта произведен с использованием ставоки дисконтирования 6,1 % - принята на основе WACC, учитывая ставку вознаграждения за пользование займом.

Инфляция

Годовая инфляция принята на основании данных Прогноза социально-экономического развития Республики Казахстан на 2018-2022 годы.

Таблица №11

Наименование	2016 г.	2017 г.	2018	2019	2020 г.	до 2022 г. и далее
Годовая инфляция, в %	8,5	6,0-8,0	5,0-7,0	4,0-6,0	3,0-4,0	3,0-4,0

Тарифы

Постановлением Правительства Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 645 утверждены фиксированные тарифы на поставку электрической энергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии (солнечные электрические станции) – 34,61 тенге за 1 кВт/ч (Без НДС) и является фиксированным до 2029 года.

Ежегодный рост тарифа принят в соответствии с Законом «О поддержке ВИЭ …» глава 3 статья 8-1 сроком действия на 15 лет, с ежегодной индексацией с учетом инфляции, после пятнадцатого года в финансовой модели рост тарифа не учитывается. Индексация рассчитана на 14 лет исходя из формулы:

Tt = Tt-1 * ИПЦt

Tt – проиндексированный фиксированный тариф, рассчитанный по вышеуказанной формуле;

Tt-1 – действующий фиксированный тариф, утвержденный Правительством Республики Казахстан, с учетом ранее проведенной индексации, если такая индексация ранее проводилась;

ИПЦt – индекс потребительских цен накопленный за двенадцать месяцев, предшествующих дате проведения индексации, определяемый по данным уполномоченного органа в области государственной статистики – для расчетов ИПЦ экспертно принят равным 3% в течении 14 лет.

Анализ доходной части проекта

Доходная часть проекта формируется из средств от реализации генерируемой электрической энергии

В соответствие с Законом Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» от 4 июля 2009 г №165-IV в финансовых расчетах принято, что вся выработанная «СЭС, мощностью 50 МВт» электроэнергия, кроме электроэнергии необходимой для собственных нужд и технологических потерь, в полном объеме будет реализована расчетно-финансовому центру по поддержке возобновляемых источников энергии - юридическому лицу, создаваемому системным оператором и определяемое Правительством Республики Казахстан, осуществляющее в порядке, предусмотренном настоящим Законом, централизованную покупку и продажу электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии и поставленной в электрические сети единой электроэнергетической системы Республики Казахстан.

В соответствии с вышеуказанным Законом договоры купли-продажи энергии, производимой энергопроизводящими организациями, использующими возобновляемые источники энергии, заключаются на период не менее срока окупаемости проекта строительства объекта по использованию возобновляемых источников энергии, определенного в технико-экономическом обосновании проекта строительства объекта по использованию возобновляемых источников энергии.

Доход определен, исходя из расчетного отпускного тарифа ВЭС на 2017 год, с учетом ежегодного инфляционного роста и объемов отпускаемой электроэнергии.

Начало коммерческой эксплуатации солнечной электрической станции по данным заказчика и принятым срокам строительства осуществится в 2019 году, в связи с чем объем отпуска электроэнергии рассчитан на период 20 лет с 2019 года по 2038 год.

Отпуск электроэнергии, с учетом деградации модулей, тыс. кВт.ч

Таблица №12

Наименование	2019 г.	2020 г.	2030 г.	2038 г.
Отпуск ЭЭ, тыс. кВт.ч	73 730	73 214	68 252	64 527

Число часов использования установленной мощности СЭС в среднем составляет 1 381 часа в год.

Анализ затратной части проекта

Расчеты эксплуатационных издержек для определения коммерческой эффективности были выполнены при следующих исходных позициях:

Затраты указаны только по сооружаемым объектам;

Численность производственного персонала по обслуживанию «СЭС, мощностью 50 МВт» определена в соответствии с «Нормативами численности персонала электросетевых организаций, осуществляющих эксплуатационные и ремонтные работы на межсистемных линиях электропередачи и подстанциях», утвержденными МЭМР РК 11 августа 2005 г. Всего численность персонала учтена в размере 8 человек.

Прогнозная среднемесячная заработная плата производственного персонала по обслуживанию СЭС и электрических сетей принята на основе данных департамента по статистике о среднемесячной номинальной заработной плате в РК за апрель 2017 года, и составляет 139 487 тенге, в месяц.

Издержки на обслуживание «СЭС, мощностью 50 МВт» учтены в соответствие с письмом заказчика (ТОО «Nuru (Нуру)») от 18 августа 2017 года № 18/08/17(1), в размере 250 000 долларов США в год (при построении финансово-экономической модели данные расходы учтены в тенге по курсу Национально банка Республики Казахстан по состоянию на 26 октября 2017 года- 1 доллар США = 332,9 тенге).

Общие и административные расходы учтены в размере 1% от эксплуатационных затрат.

Вознаграждение за пользование займом, в соответствие с предполагаемыми условиями, принятыми при разработке ТЭО.

Амортизационные отчисления по оборудованию новых объектов, приняты согласно действующей учетной политике Заказчика в размере 10%.

Расшифровки приведены в Приложении – финансово-экономическая модель.

Себестоимость электроэнергии включает все ежегодные издержки, связанные с эксплуатацией оборудования без налогов и представлена в таблице 13.

Структура себестоимости, %%

Таблица №13

№	Наименование экономического элемента	по 1 варианту финансирования	по 2 варианту финансирования
1	Фонд оплаты труда, с отчислениями	1,01%	1,49%
2	Текущее обслуживание и ремонт, СН	6,02%	8,86%
3	Амортизация	63,02%	88,66%
4	Выплата процентов	29,25%	0,00%
5	Общие и административные расходы	0,70%	0,99%
Всего		**100,00%**	100,00%

Анализ вариантов, источников и условий финансирования

В ТЭО финансирование строительства «СЭС, мощностью 50 МВт» рассматривается для двух вариантов:

1-вариант – собственные средства и заемные средства, по следующему принципу финансирования:

соотношение собственных (СС) и заемных средств (ЗС)	– 25% (СС) : 75% (ЗС);
ставка вознаграждения на заемные средства	– 6,0 % (фиксированная);
срок кредитования	– 10 лет;
погашение основного долга и вознаграждения	– ежемесячно, аннуитет;
льготный период	– 1 год

2-вариант – собственные средства инициатора (собственника) проекта

Все расчеты финансового раздела выполнены в национальной валюте – тенге в прогнозных ценах с учетом инфляции.

Финансовая оценка проекта

Для проведения финансовой оценки проекта расчеты выполнены в постоянных и прогнозных ценах, использованы методы простого анализа и анализа с применением методов дисконтирования. Полные расчеты финансово-экономической эффективности проекта приведены в финансово-экономической модели (приложение 2,3 к технико-экономическому обоснованию).

Результатом финансового анализа стал расчет показателей финансово-экономической эффективности с определением тарифа, при котором проект становится эффективным с финансовой точки зрения.

Оценка произведена с помощью простых и дисконтированных методов финансовой оценки.

Показатели финансового анализа с помощью простых и дисконтированных методов оценки приведены в таблице 15 «Основные технико-экономические показатели по разделам «Финансовый анализ» и «Экономическая эффективность инвестиций».

Анализ чувствительности проекта

Анализ чувствительности демонстрирует эффект изменения ключевых параметров проекта на результатах проекта. Для сравнения выбран 1-й вариант финансирования, как наиболее актуальный для реализации.

Проведено исследование воздействия на результаты вариантов:

изменение объема инвестиций;

изменение объемов реализации электроэнергии;

изменение эксплуатационных затрат СЭС.

Инвестиционные затраты

Результаты анализа чувствительности показывают, что проект имеет среднюю чувствительность к изменению объема капитальных затрат: 10%-ное увеличение инвестиций приводит к изменению нормы доходности на 1,91%, а 10%-ное снижение капитальных затрат приводит к такому же уменьшению на 2,32%, по сравнению с расчетным вариантом.

Изменение объемов реализации электроэнергии

Проведенный анализ чувствительности показывает, что проект имеет наиболее высокую чувствительность к изменению объема реализации электроэнергии, так 10%-ное увеличение объема переданной электроэнергии изменению нормы доходности проекта на 2,14% и 10%-ное снижение объема сбыта приводит к изменению нормы доходности проекта на 2,17%.

Изменение эксплуатационных затрат СЭС

Наиболее незначительное влияние и низкую чувствительность проект имеет к изменению объема эксплуатационных издержек. Увеличение эксплуатационных затрат на 10% не приводит к существенному изменению нормы доходности.

Анализ выполнен на основе расчетных данных финансово-экономической модели, при изменениях основных параметров модели на +/-10%.

Данные анализа приведены в таблице 14.

Анализ чувствительности проекта

Таблица №14

Наименование	-10%	0	+10%
По показателю «Объем инвестиционных затрат»			
Чистый дисконтированный доход (NPV), млн. тенге	3021,88	107,996	- 2814,2
Внутренняя норма доходности (IRR), %	7,54	6,12	4,91
Простой срок окупаемости, лет	9 л 5 мес	10 л 5 мес	11 л 6 мес
Дисконтированный срок окупаемости, лет	15	20	не окуп.
По показателю «Объем реализации»			
Чистый дисконтированный доход (NPV), млн. тенге	-2936,46	107,996	3143,58
Внутренняя норма доходности (IRR), %	4,74	6,12	7,45
Простой срок окупаемости, лет	11 л 8 мес	10 л 5 мес	9 л 5 мес
Дисконтированный срок окупаемости, лет	не окуп.	20	16
По показателю «Объем эксплуатационных затрат»			
Чистый дисконтированный доход (NPV), млн. тенге	263,98	107,996	-47,99
Внутренняя норма доходности (IRR), %	6,19	6,12	6,05
Простой срок окупаемости, лет	10 л 4 мес	10 л 5 мес	10 л 6 мес
Дисконтированный срок окупаемости, лет	20	20	не окуп.

Экономическая эффективность инвестиций

Для оценки экономической эффективности инвестиций в проекте учтены выгоды потенциальных участников реализации проекта.

В качестве можно выделить следующие основные выгоды от реализации проекта:

прямые выгоды:

получение дохода от реализации электроэнергии;

создание новых рабочих мест, как в период строительства, так и в период эксплуатации «СЭС, мощностью 50 МВт».

косвенные выгоды:

увеличение энергопотенциала Алматинской области;

косвенный бюджетный эффект от уплаты налогов в период строительства и закупа оборудования;

улучшение экологической ситуации.

Анализ рисков

Проектом идентифицированы и рассмотрены все виды возможных рисков, которые в течение периода реализации проекта, могут оказать неблагоприятное/отрицательное воздействие на достижение цели и задач, поставленных в ТЭО проекта, в том числе масштаб и мощность. Рассчитаны суммы предполагаемого ущерба от наступления рисков, субъектами наступления которых могут являться поставщики товаров и подрядные организации. По результатам анализа, предусмотрены мероприятия по уменьшению рисков и инструменты их реализации.

Результаты оценки рисков и план возможных мероприятий по их снижению представлены в соответствующих разделах технико-экономического обоснования.

Выводы по результатам финансово-экономического анализа представленного ТЭО подтверждают среднюю финансовую и экономическую эффективность проекта по следующим показателям:

экономический чистый дисконтированный доход (ENPV) больше 0;

индекс доходности по проекту больше 1;

внутренняя норма доходности по проекту больше нормы доходности по долгосрочным государственным облигациям;

срок окупаемости находится в пределах 10 лет (с незначительным отклонением) при различных вариантах развития сценария.

Одним из преимуществ реализации представленного проекта является отсутствие платы за первичное сырье, что и оказывает основное влияние на высокие финансово-экономические показатели.

Развитие альтернативных источников получения электрической энергии в Казахстане постепенно становится частью всемирного процесса, который направлен на увеличение доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мировом энергопроизводстве.

Энергетически и экономически эффективное широкомасштабное использование СЭС является перспективным инновационным направлением электроэнергетики, которое выгодно и для производителей, и для потребителей электроэнергии.

Полученный результат в постоянных ценах для предполагаемого Заказчиком к реализации варианта финансирования 1 с учетом собственных 25% и заемных 75% средств рентабелен и достигает нормы доходности проекта выше ставки вознаграждения за пользование заемными средствами при тарифе тенге 34,61 кВт.ч без НДС с инфляционным ростом.

С точки зрения экономической эффективности и целесообразности использования финансовых средств, путем проведения финансового и экономического анализа проекта и согласно письма ТОО «Nuru (Нуру)» от 18 августа 2017 года № 18/08/17(1), для дальнейшей реализации принимается 1-вариант – финансирования за счет использования собственных средств (25 %) и заемных средств (75 %).

Основные технико-экономические показатели по разделам «Финансовый анализ» и «Экономическая эффективность инвестиций»

Таблица №15

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя	
		1-й вариант финансирования	2-й вариант финансирования
Инвестиционный период	лет	1 год	
Начало эксплуатации на полную мощность	год	2019 год	
Фиксированный тариф, без НДС	тенге/КВт	34,61	
Ставка дисконтирования	%	6,1%	
Простой срок окупаемости (PP)	год	10 л 5 мес	10 л 6 мес
Индекс доходности	ед.	1,0031	0,9957
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн.тенге	107,996	- 149,84
Внутренняя норма доходности (IRR)	%%	6,12	6,01
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	год	20	не окуп.

6.15 Социальный раздел

Потребность в трудовых ресурсах

В процессе строительства СЭС будут привлечены работники из числа местного населения в количестве до 30 чел. Часть из них пройдя курсы монтажа ФЭС и их эксплуатации останутся работать в качестве персонала, обеспечивающего эксплуатацию СЭС.

Всего численность персонала учтена в размере 8 человек, в том числе: 2 человека АУП, 2 человек – общий персонал, 4 человек – обслуживающий персонал БЭС.

Социальная обоснованность проекта

Проект имеет ряд объективных предпосылок, в достаточной мере, обосновывающих строительство СЭС непосредственно в Алматинской области Республики Казахстан.

Основными предпосылками являются:

строительство объектов возобновляемых источников энергии является наиболее перспективным направлением развития электроэнергетики страны;

ежегодное увеличение потребления электроэнергии субъектами Алматинской области имеет устойчивый характер;

частичное увеличение энергетической мощности области за счет строительства СЭС мощностью 50 МВт позволит увеличить количество рабочих мест: незначительно за счет строительства и эксплуатации самой СЭС и значительно за счет развития смежных и зависимых отраслей;

строительство СЭС позволит увеличить темпы по выполнению государственной программы «Доступное жилье-2020», необходимой в связи с тем, что в Алматинской области наблюдается незначительный, но стабильный рост численности населения. С 2006 года прирост населения составил 760,0 тысяч человек. Среднегодовые темпы роста в период 2006-2015 гг. составили 2,6%;

обеспечение населения достаточным объемом электроэнергии в коммунально-бытовом секторе положительно отразится на росте качества жизни населения и повышении благосостояния;

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод, что строительство СЭС

мощностью 50 МВт положительным образом отразится на социальной инфраструктуре области, проект является социально необходимым и обоснованным.

Нормы охраны труда и техники безопасности

Предпроектная документация и разработка проектно-сметной документации на последующих стадиях проектирования основаны на соблюдении требований «Межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00; ПУЭ РК 2015 «Правила устройства электроустановок Республики Казахстан»; СанПиН РК № 3.01.036.97* «Защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого высоковольтными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты»; и Закона Республики Казахстан от 28 февраля 2004 №528-2 «О безопасности и охране труда».

Все работы (строительные, монтажные и специальные) должны выполняться в соответствии с действующими СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве» и Правилами пожарной безопасности, утвержденными приказом Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 8 февраля 2006 года № 35.

Социальные риски

В представленном технико-экономическом обосновании, в требуемом объеме идентифицированы возможные социальные риски, описаны мероприятия по их снижению и предотвращению.

7 Экспертная оценка принятых решений и результаты экспертизы

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

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям ТОО «КУТ-САРАПТАМА» в технико-экономическое обоснование «Строительство солнечной электрической станции мощностью 50 МВт расположенной по адресу: Темиржолский с/о с. Казыбекбек, Жамбылского района Алматинской области» внесены следующие изменения и дополнения:

Финансовый раздел

1. Откорректирована и приведена в соответствие величина капиталовложений.
2. Макроэкономическое окружение принято в соответствие с Прогнозом социально-экономического развития Республики Казахстан на 2018-2022 годы, утвержденный Правительством Республики Казахстан (протокол № 34 от 29 августа 2017 года).
3. Исключены технические ошибки и опечатки по тексту общей пояснительной записки.
4. Ставка вознаграждения по кредиту в таблицах, по тексту ОПЗ и в ФЭМ откорректирована и принята в соответствие с исходными данными для проектирования (письмо заказчика ТОО «Nuru (Нуру)” № 18/08/17(1) от 18 августа 2017 года) на уровне 6% годовых.
5. Таблица 10.5 откорректирована в соответствие со сводным сметным расчетом и принятыми технико-технологическими решениями.
6. Уточнено и откорректировано число часов использования установленной мощности СЭС.
7. Актуализированы курсы иностранных валют по отношению к национальной валюте.
8. Откорректированы показатели по отпуску электроэнергии.
9. Таблицы общей пояснительной записки приведены в соответствие с расчетами в финансово-экономической модели.

10. Разработана и представлена финансово-экономическая модель для проверки правильности расчетов проведенного финансово-экономического анализа, по вариантам финансирования и применения ставок дисконтирования.

Технологические решения

10. Представлено письмо согласование подключения проектируемой СЭС к сетям «KEGOC»;

11. Внесено пояснение по установке конструкций крепления солнечных панелей без организации фундамента;

12. Откорректирован ситуационный план СЭС: внесена площадь территории СЭС, откорректированы цвета условных обозначений в соответствии с планом;

13. Изменено название таблицы основных показателей в прилагаемом чертеже «Конструкция дорожной одежды по внутриплощадочным автодорогам СЭС с гравийно-песчаным покрытием» на Основные показатели внутриплощадочных проездах с гравийно-песчаным покрытием.

14. Внесены корректировки, на основании замечаний, в чертеж «Разрез траншеи для прокладки кабеля 10кВ».

15. Откорректирован, согласно замечаниям, чертеж «Схема коммутации ФЭМ»

Сметная документация

16. П.13 ИД Заменено расценка соответствующим техническим параметрам и назначению, привести в соответствие;

17. П.15 ИД Заменено расценка соответствующим техническим параметрам и назначению для рамы под оборудование, привести в соответствие;

18. Все работы, материалы и изделия по УСН привязаны к общестроительным работам;

19. П. 11 ИД В расценке Е11-070111-0113 исключены все изделия и материалы, строительные машины, кроме колючей проволоки и применен коэффициент К=0,3 на все стоимостные показатели;

20. П.5 ИД в расценку добавлен нормативный расход ресурса РС100414 ПГС на $м^2$;

7.2 Оценка принятых решений

Технико-экономическое обоснование разработано в необходимом объеме, в соответствии с заданием на разработку, иными исходными данными, техническими условиями и требованиями.

В соответствии с Правилами определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам, утвержденными приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 165, с изменениями, введенными в действие приказами от 03 ноября 2015 года № 685, от 28 июля 2016 года № 335 и от 20 декабря 2016 года № 517, заказчиком проекта установлен II (нормальный) уровень ответственности, технически не сложный объект.

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 технико-экономического обоснования.

В технико-экономическом обосновании согласно имеющимся возможностям применены импортозамещающие местные строительные материалы и изделия, изготавливаемые на предприятиях Республики Казахстан.

Принятые проектные решения, с учетом внесенных изменений по п. 7.1 соответствуют государственным нормативным требованиям по санитарной, экологической, взрывной и пожарной безопасности, охране труда, надежности и устойчивости функционирования объекта,

Основные технико-экономические показатели по рабочему проекту

Таблица №16

№ п/п	Наименование показателей	Ед. измерения	Показатели	
			постпроектные	Постэкспертные
	СЭС Нурсолар			
1	Количество ФЭМ	шт.	32 046	32 046
2	мощность	МВт	50	50
3	Площадь участка	га	500	500
4	Выработка ЭЭ (сред./год)	тыс. кВт.ч.	69 031	69 031
5	Протяженность трасс КЛ 10 кВ	км	23,4	23,4
6	Общая сметная стоимость строительства в прогнозом уровне цен 2018 года	млн. тенге	26192,10877	26146,49667
	в том числе			
	строительно-монтажные работы	млн. тенге	6351,570435	6311,841532
	оборудование	млн. тенге	16232,03576	16231,93172
	прочие	млн. тенге	3608,502567	3602,723418
В том числе сметная стоимость строительства по годам				
6.1	в текущем уровне цен 2017 года с МРП – 2269 тенге (стоимость ПИР)	млн. тенге	26,9086	26,9086
6.2	в текущем уровне цен 2017 года с МРП – 2269 тенге (стоимость экспертизы)	млн. тенге	1,732232	1,732232
6.3	в прогнозном уровне цен 2018 года с МРП – 2405 тенге	млн. тенге	26163,46794	26117,856
7	Нормативная продолжительность строительства	месяц	12	12

В результате экспертизы:

улучшено качество предпроектной документации;

общая сметная стоимость строительства в прогнозном уровне цен 2018 года снижена на 74,252932 млн. тенге;

Изменение сметной стоимости произошло в связи с:

заменой расценки на соответствующую техническим параметрам;

исключением вторично примененной расценки;

снижением стоимости ленты опознавательной;

привязкой стоимостных показателей по УСН к общестроительным работам;

снижением стоимостных показателей, исключением ресурсов на установку колючей проволоки.

8. ВЫВОДЫ

8.1 С учетом внесенных изменений и дополнений технико-экономическое обоснование «Строительство солнечной электрической станции мощностью 50 МВт расположенной по адресу: Темиржолский с/о с. Казыбекбек, Жамбылского района Алматинской области» соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими

показателями:

СЭС Нурсолар	
мощность	50 МВт.
Протяженность трасс КЛ 10 кВ	23,4 км.
Площадь СЭС Нурсолар	500 га.
Общая сметная стоимость строительства в текущем и прогнозном уровне цен 2017, 2018 годов	26146,49667 млн.тенге.
в том числе:	
СМР	6311,841532 млн.тенге.
оборудование	16231,93172 млн.тенге.
прочие	3602,723418 млн.тенге.
Нормативная продолжительность строительства	12 месяцев.

8.2 Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована ТОО «NURU (Нуру)» в соответствии с условиями договора от 06 ноября 2017 года № ҚҰТСАР-0091.

8.3 Заказчик при приемке документации по технико – экономическому обоснованию от разработчика должен проверить ее на соответствие настоящему экспертному заключению.

8.4 Заказчику при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

8.1 Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, «Алматы облысы Жамбыл ауданы Қазыбекбек ауылы, Теміржол ауылдық округі мекен-жайында орналасқан қуаты 50 МВт күн электр станциясының құрылысы» Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес және белгіленген тәртіпте келесі негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштерімен бекітілуге ұсынылады:

КЭС Нурсолар	
қуаты	50 МВт
КЛ 10 кВ трассаларының ұзындығы	23,4 км
КЭС Нурсолар алаңы	500 га
2017,2018 жылдардағы ағымдағы және болжамды бағалардағы құрылыстың жалпы сметалық құны, барлығы	26146,49667 млн.тенге
соның ішінде:	
ҚЖЖ	6311,841532 млн.тенге
жабдықтар	16231,93172 млн.тенге
басқа да шығындар	3602,723418 млн.тенге
Құрылыстың нормативтік ұзақтығы	12 ай.

8.2 Осы сараптамалық қорытынды тапсырысшының жобалауға бекіткен бастапқы материалдарының (деректерінің) негізінде орындалды, олардың дұрыстығына 2017 жылғы 06 қарашасындағы №ҚҰТСАР-0091 шартының талаптарына сәйкес «NURU (Нуру)» ЖШС кепілдік береді.

8.3 Тапсырысшы жобалау ұйымынан жұмыс жобасының құжаттамаларын қабылдаған кезде оның осы сараптамалық қорытындыға сәйкестігін тексеруі тиіс.

8.4 Тапсырысшы құрылыс кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдары мен құрылымдарын барынша мол пайдалансын.

Жукенов А.Т.

Генеральный директор

Родионова Г.А.

Технический директор

Дюсембаев М.М.

Эксперт

Калходжаев Б.А.

Эксперт

Пірімбет Қ.Ж.

Эксперт

Тайманова Ж.Т.

Эксперт