Бекітемін
«Мемсараптама» РМК Алматы қаласындағы филиалы
Директоры
С.О. Лекеров

«Шардара ГЭС гидроагрегаттарын, қосалқы жабдықтарын, басқару жүйесін, релелі қорғаныс пен автоматикасын жаңғырту». Түзету

техника-экономикалық негіздемесі бойынша

12.12.2015 ж. № 02-0628/15

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Шардара су электр станциясы» АҚ,
Шардара қаласы

ӘЗІРЛЕУШІ:
«КАЗГИДРО» ЖШС,
Алматы қаласы

Алматы қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Шардара ГЭС гидроагрегаттарын, қосалқы жабдықтарын, басқару жүйесін, релелі қорғаныс пен автоматикасын жаңғырту». Түзету техника-экономикалық негіздемесі бойынша осы сараптамалық қорытынды Қазақстан Республикасы Ұлттық экономика министрлігі Құрылыс, тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері және жер ресурстарын басқару комитеті «Жобаларды мемлекеттік ведомстводан тыс сараптау» шаруашылық жүргізу құқығындағы республикалық мемлекеттік кәсіпорнының («Мемсараптама» РМК) Алматы қаласындағы филиалымен берілді.

«Мемсараптама» РМК Алматы қаласындағы филиалының рұқсатынсыз осы сараптамалық қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

Утверждаю
Директор
Филиал РГП «Госэкспертиза» в городе Алматы
Лекеров С.О.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 02-0628/15 от 12.12.2015 г.

по технико-экономическому обоснованию
«Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС». Корректировка

ЗАКАЗЧИК:
АО «Шардаринская гидроэлектростанция»,
г. Шардара

РАЗРАБОТЧИК:
ТОО «КАЗГИДРО»,
г. Алматы

г. Алматы

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по технико-экономическому обоснованию **«Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС». Корректировка**, выдано Филиалом Республиканского государственного предприятия на праве хозяйственного ведения «Государственная вневедомственная экспертиза проектов» (РГП «Госэкспертиза») Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан в г. Алматы».

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

1 НАИМЕНОВАНИЕ: технико-экономическое обоснование «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС». Корректировка.

Настоящее заключение выполнено согласно договору № 02-0745 от 20 ноября 2015 года, заключенному с АО «Шардаринская гидроэлектростанция».

2 ЗАКАЗЧИК: АО «Шардаринская гидроэлектростанция», г. Шардара.

3 РАЗРАБОТЧИК: ТОО «КАЗГИДРО» (государственная лицензия № 08313 от 7 апреля 1998 года, II категории, с приложением на 2 страницах от 28 декабря 2012 года, выданная Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства).

ГИП – Зиневич Ю.Н. (приказ ТОО «КАЗГИДРО» от 29 апреля 2015 года № 5).

4 ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: инвестиции АО «Шардаринская гидроэлектростанция» и заемные средства АО «Самрук-Энерго».

5 ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

техническое задание на корректировку технико-экономического обоснования (ТЭО) «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС», утвержденное председателем правления АО «Шардаринская ГЭС» (приложение № 2 к договору № 10-2015 от 1 октября 2015 года);

договор на корректировку технико-экономического обоснования «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС» между АО «Шардаринская ГЭС», именуемый «Заказчик» и ТОО «КАЗГИДРО» именуемый «Исполнитель», от 1 октября 2015 года № 10-2015;

постановление акимата Шардаринского района, о выдаче разрешения на проведение строительных работ по модернизации и реконструкции Шардаринской гидроэлектростанции АО «Шардаринская гидроэлектростанция», от 24 июля 2014 года № 343;

сведения о собственнике (правообладателе) АО «Шардаринская гидроэлектростанция» недвижимости по адресу: Южно-Казахстанская область, р-н Шардаринский, г. Шардара, ул. Калдыбек Елмуратов, д. 13 – справка Министерства юстиции Республики Казахстан, Управление юстиции Шардаринского района Департамента юстиции Южно-Казахстанской области, от 31 октября 2012 года № 12-1916-43;

акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного) землепользования (аренды) на земельный участок площадью 1,1800 га, расположенный по адресу: Южно-Казахстанская область, г. Шардара, 004 квартал, уч. 0,92, выданный, Управлением земельными ресурсами Шардаринского района землепользователю АО «Шардаринская гидроэлектростанция» с целевым назначением под существующую ГЭС, от 24 сентября 2014 года № 6760799;

протокол совещания РГП «Госэкспертиза» о рассмотрении объекта ТЭО «Замена генераторов, турбин и вспомогательных механических устройств. Замена систем управления, релейной защиты и вспомогательных электрических устройств» и

прохождении экспертизы в Филиале РГП «Госэкспертиза» в г. Алматы, от 21 февраля 2015 года № 7;

приказ АО «Шардаринская ГЭС» об утверждении технико-экономического обоснования «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС», от 10 сентября 2015 года № 115;

архитектурно-планировочное задание для проведения строительных работ по модернизации и реконструкции Шардаринской гидроэлектростанции, утвержденное Отделом строительства, архитектуры и градостроительства Шардаринского района, от 7 августа 2014 года, № 26;

письмо АО «Шардаринская гидроэлектростанция» от 16 июня 2015 года № 711, о финансировании и сроках начала модернизации – модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС будет выполнена за счет собственных и привлечённых заемных средств, начало работ по модернизации – июль 2015 года;

кредитное соглашение от 24 августа 2012 года, между АО «Шардаринская ГЭС» и Европейским банком реконструкции и развития (ЕБРР), по которому созаемщиками выступают АО «Шардаринская ГЭС» и его единственный акционер – АО «Самрук-Энерго», подписанное председателем правления АО «Шардаринская ГЭС» и директором ЕБРР по Казахстану;

письмо АО «Самрук-Энерго», о согласовании корректировки сметы расходов технико-экономического обоснования (ТЭО) «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС» с учетом введения режима свободного плавающего курса тенге, от 13 ноября 2015 года № 04-01-13-02/3425;

письмо АО «Шардаринская гидроэлектростанция» - техническая часть технико-экономического обоснования «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС». Корректировка, остается без изменения, от 3 декабря 2015 года № 1168;

письмо АО «Шардаринская гидроэлектростанция», о ценообразовании по ТЭО «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС», от 16 июня 2015 года № 710;

письмо АО «Шардаринская гидроэлектростанция» - работы по переносу открытого распределительного устройства (ОРУ-110 кВ) на комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ-110) и замена оборудования ОРУ-110 кВ на КРУЭ-110 в рассматриваемом ТЭО не включены, от 16 июня 2015 года № 712;

техническое обследование, оценка технического состояния строительных конструкций зданий и сооружений Шардаринской ГЭС, выданное ТОО «Орел-ПВ» в августе 2014 года;

техническое заключение по результатам экспертного обследования, оценки технического состояния и разработки рекомендаций по восстановлению эксплуатационной пригодности строительных конструкций здания машинного зала, помещения пульта управления (кровля), напорных стен в рабочих и спиральных камерах Шардаринской ГЭС, выполненное Казахским многопрофильным институтом реконструкции и развития (КазМИРР) в 2015 году (аттестат эксперта АДС и ЖКХ: Токанов Д.Г. № 00300 от 28 февраля 2012 года, Макаева А.А. № 006532 от 27 марта 2012 года, Сибиркина С.А. № 00650 от 27 марта 2012 года);

заключение Казахского многопрофильного института реконструкции и развития (КазМИРР) об оценке технического состояния несущих строительных конструкций здания

машинного зала, помещение пульта управления (кровля), напорных стен в рабочих и спиральных камерах Шардаринской ГЭС - письмо от 15 июня 2015 года № 149;

анализ результатов комплексных испытаний агрегатов Шардаринской ГЭС и выдача рекомендаций по замене турбин, выполненный ОАО «НПО ЦКТИ», без даты;

декларация промышленной безопасности АО «Шардаринская ГЭС», выданная РГУ «Комитет индустриального развития и промышленной безопасности», от 5 января 2015 года шифр 14-14.01.004470 – ГРЭС, ДР;

приказ АО «Шардаринская ГЭС», о создании комиссии по составлению дефектного акта на модернизацию основного и вспомогательного технологического оборудования, и вспомогательных систем Шардаринской ГЭС, от 15 апреля 2015 года № 52;

дефектный акт на модернизацию основного и вспомогательного технологического оборудования, и вспомогательных систем Шардаринской ГЭС, утвержденный председателем правления АО «Шардаринская ГЭС» в 2015 году, без номера;

ведомость объемов работ к дефектному акту на модернизацию основного и вспомогательного технологического оборудования, и вспомогательных систем Шардаринской ГЭС, утвержденная председателем правления АО «Шардаринская ГЭС», подписанная членами комиссии по составлению дефектного акта, без даты и номера;

справка АО «Шардаринская ГЭС» о проведении модернизации и налогообложении Щардаринской ГЭС, от 22 мая 2015 года № 621;

справка АО «Шардаринская ГЭС» об остаточной стоимости гидрогенераторов на 1 июня 2015 года, без номера и даты;

калькуляция себестоимости по основным видам продукции на 2012 год (план), выполнение тарифных смет за 2012 год (факт.), выданная председателем правления АО «Шардаринская ГЭС», без номера и даты;

калькуляция себестоимости по основным видам продукции на 2013 год (план), выполнение тарифных смет за 2013 год (факт.), выданная председателем правления АО «Шардаринская ГЭС», без номера и даты;

калькуляция себестоимости по основным видам продукции на 2014 год (план), выполнение тарифных смет за 2014 год (факт.), выданная председателем правления АО «Шардаринская ГЭС», без номера и даты;

справка АО «Шардаринская ГЭС» о замене мостового крана и гидроагрегата, от 13 мая 2015 года № 591;

письмо АО «Шардаринская ГЭС» о принятых финансово-экономических показателях для корректировки технико-экономического обоснования «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС», от 22 ноября 2015 года № 1135;

перечень материалов и оборудования, принятых по прайс-листам по ТЭО «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики», утвержденный Председателем правления АО «Шардаринская ГЭС» в 2015 году.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

согласование технико-экономического обоснования «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики» Корректировка, письмо № 1168 от 3 декабря 2015 года, выданное АО «Шардаринская ГЭС»;

заключение государственной экологической экспертизы на технико-экономическое обоснование «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики», № KZ93VDC00027497 от 6 октября

2014 года, выданное ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Южно-Казахстанской области»;

санитарно-эпидемиологическое заключение на технико-экономическое обоснование ««Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики» Шардаринской ГЭС Южно-Казахстанской области, № 89 от 23 сентября 2014 года, выданное Управлением государственного санитарно-эпидемиологического надзора Шардаринского района;

заключение энергетической экспертизы к технико-экономическому обоснованию (ТЭО) «Модернизация АО «Шардаринская ГЭС» мощностью 100 МВт в Южно-Казахстанской области» № 01-39-208 от 19 сентября 2014 года, выданное АО «Институт развития электроэнергетики и энергосбережения (Казахэнергоэкспертиза)» Министерства индустрии и новых технологий Республики Казахстан Южно-Казахстанское Представительство;

согласование технико-экономического обоснования и инвестиционной программы АО «Шардаринская ГЭС» в части круглосуточного режима работы водохранилища с учетом работы Шардаринской ГЭС, а также в части объемов приточности воды в водохранилище и пропусков воды через створ ГЭС, письмо № 17-15-34/01-1534 от 25 сентября 2014 года, выданное Южно-Казахстанским филиалом Республиканского государственного предприятия на праве хозяйственного ведения «Казводхоз» Комитета по водным ресурсам Министерства сельского хозяйства Республики Казахстан;

согласование технико-экономического обоснования «Модернизация Шардаринской гидроэлектростанции» - письмо № 3Т-Б-1329 от 7 октября 2014 года, выданное ГУ «Департамент по чрезвычайным ситуациям Южно-Казахстанской области Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан».

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Заказ 1-а-2015

Том 1 Книга 1 – Общая пояснительная записка.

Том 1 Книга 2 – Финансово-экономический раздел.

Том 2 – Альбом чертежей.

Том 3 – Сметная документация.

Том 4 – Предварительная оценка воздействия на окружающую среду.

Прайс-листы по объекту: технико-экономическое обоснование (ТЭО) «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики». Корректировка, утвержденные Председателем правления АО «Шардаринская ГЭС» в 2015 году.

5.4 Цель и назначение объекта, необходимость и целесообразность его строительства

Основными целями технико-экономического обоснования являются:

замена морально устаревшего и физически изношенного оборудования;

увеличение установленной мощности станции;

повышение надежности эксплуатации оборудования и снижение уровня аварийности;

повышение эффективности работы станции за счёт уменьшения затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание станции.

Увеличение мощности и повышение надежности эксплуатации оборудования Шардаринской ГЭС предназначено для покрытия базовой и пиковых частей графиков электрических нагрузок Южного региона Республики Казахстан.

5.5 Дополнительные сведения

Ранее Южным филиалом РГП «Госэкспертиза» было рассмотрено ТЭО «Модернизация турбинного и генераторного оборудования. Замена системы управления. Реконструкция гидротехнических сооружений Шардаринской ГЭС на р. Сырдарье» с выдачей заключения № 7-239/08 от 16 мая 2008 года.

ТЭО «Модернизация турбинного и генераторного оборудования. Замена системы управления. Реконструкция гидротехнических сооружений Шардаринской ГЭС на р. Сырдарье» было утверждено Вице-министром энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан Тургановым Д.Н. – письмо от 14 мая 2008 года.

В 2009 году ДГП «Южгосэкспертиза» было выдано заключение по рабочему проекту «Обеспечение безопасности ГТС Шардаринской ГЭС – ликвидация оползневого явления на правобережном низовом откосе» - заключение № 19-0806/09 от 3 декабря 2009 года.

В 2010 году РГП «Госэкспертиза» было выдано заключение по рабочему проекту «Строительство распределительного устройства 110 кВ Шардаринской ГЭС Южно-Казахстанская область» - заключение № 03-0301/10 от 6 декабря 2010 года.

В 2014 году АО Национальный центр «Курылысконсалтинг» Южно-Казахстанский филиал, было выдано заключение на рабочий проект «Строительство очистных сооружений для хозяйственно-бытовых стоков Шардаринской ГЭС, ЮКО» - заключение № 14 от 20 августа 2014 года.

В 2015 году Филиалом РГП «Госэкспертиза» в г. Алматы было рассмотрено технико-экономическое обоснование «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС», согласно договору № 267 от 5 июня 2015 года, заключенному с АО «Шардаринская гидроэлектростанция», на проведение государственной экспертизы технико-экономического обоснования (ТЭО), с выдачей заключения № 02-0341/15 от 26 июня 2015 года.

Работы, учтенные в ранее выданных рабочих проектах, прошедших экспертизу, по которым выданы заключения, не входили в состав рассмотренного Филиалом РГП «Госэкспертиза» в г. Алматы ТЭО «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС» (заключение № 02-0341/15 от 26 июня 2015 года).

Технико-экономическое обоснование (ТЭО) «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС» было утверждено заказчиком - АО «Шардаринская гидроэлектростанция» - приказ № 115 от 10 сентября 2015 года.

На основании письма заказчика АО «Шардаринская гидроэлектростанция» от 3 декабря 2015 года № 1168 и письма АО «Самрук-Энерго» от 13 ноября 2015 года № 04-01-13-02/3425 - о необходимости корректировки с учетом девальвации тенге настоящим договором рассматривается откорректированное технико-экономическое обоснование «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС». Согласно заданию на проектирование, корректировка выполняется только в части сметной документации и финансово-экономического раздела.

5.6 Маркетинговый раздел

Целью создания АО «Шардаринская ГЭС» являются усиление координации действий по эксплуатации водно-энергетического комплекса Нарын-Сырдарьинского каскада, повышение эффективности использования потенциала водного бассейна, оптимизация энергоснабжения и энергетических режимов в Южном регионе Республики Казахстан.

В соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан государственный пакет акций АО «Шардаринская ГЭС», принадлежавший Министерству энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, передан в уставной капитал «Самрук-энерго».

Назначение гидроэлектростанции комплексное: ирригация, энергетика, борьба с наводнениями, рыбоводство.

Гидротехнический комплекс Шардаринского гидроузла на реке Сырдарья построен по проекту Среднеазиатского отделения института «Гидропроект».

Водохранилище русловое, створ плотины ГЭС расположен в г. Шардара Южно-Казахстанской области. Регулирование стока сезонное, частично многолетнее. Дата приемки в эксплуатацию 10-15 октября 1967 года.

Шардаринская ГЭС является замыкающей гидроэлектростанцией Нарын-Сырдаринского каскада ГЭС.

По состоянию на 31 декабря 2014 года общий износ основных средств, находящихся на балансе Шардаринской ГЭС, составляет 98,0 %, в том числе износ 2-го гидроагрегата составляет 100,0 %.

Часть электрооборудования, установленного на гидростанции с начала пуска первого гидроагрегата (1965 год) на заводах изготовителях не выпускается и снята с производства. Лопасти гидротурбин и направляющие подшипники генераторов из-за износа и усталости металлов находятся в критическом состоянии.

Дальнейшая эксплуатация оборудования экономически нецелесообразна, так как увеличивается риск аварийной остановки агрегатов и потери гидростанции как генерирующего источника на Юге Казахстана.

Доля АО «Шардаринская ГЭС» на рынке электроэнергии по отношению к производству электроэнергии Южной зоны Казахстана в 2014 году составила 5,6 %, по отношению к Южно-Казахстанской области – 40,0 %.

После замены оборудования увеличатся основные энергетические параметры Шардаринской ГЭС: установленная мощность и выработка электроэнергии.

Шардаринская ГЭС расположена в Южно-Казахстанской области Республики Казахстан на границе среднего и нижнего течений р. Сырдарья.

Южный регион Казахстана является дефицитным по электропотреблению, так как основные крупные источники электроэнергии - тепловые электростанции (Экибастузская ГРЭС, Аксуская ГРЭС) и гидроэлектростанции (Бухтарминская, Усть-Каменогорская и Шульбинская на р. Иртыш) расположены в Северной зоне энергосистемы.

Для надежного электроснабжения и покрытия дефицита электроэнергии южных регионов Казахстана в сентябре 2009 года введена вторая линия электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг Казахстана.

Снижение дефицита мощности и увеличение выработки электроэнергии в 2012 году по Южной зоне произошло за счет ввода в эксплуатацию Мойнакской ГЭС установленной мощностью 300 МВт.

По Южно-Казахстанской области балансы мощности и энергии за весь период сводились с дефицитом. Выработка на Шардаринской ГЭС нестабильна за счет морально и физически устаревших мощностей. Существующее оборудование электростанции достигло предельных сроков наработки, что требует его реконструкции.

В качестве источника покрытия дефицитов Южной зоны, наряду с техперевооружением и вводами мощностей, основным является получение мощности по передаче Север-Юг.

Ввод намечаемых энергоисточников снизит дефицит электроэнергии, но не перекроет его полностью.

Динамика тарифов на производство электроэнергии по Шардаринской ГЭС в период 2010-2015 годы приведена в таблице 1.

Таблица 1

Тарифы на производство электроэнергии по Шардаринской ГЭС

Наименование	2010	2011	2012	2013	2014	2015 план
Тариф без НДС, тенге/кВт ч	3,0	3,3	3,5	3,9	4,3	4,5/8,5

В 2015 году, во второй половине года, при получении кредитных средств на реконструкцию, предполагается переутвердить тариф в связи с увеличением инвестиционной составляющей в себестоимости продукции.

Для обеспечения инвестиционной привлекательности сферы производства электроэнергии Приказ Министра энергетики РК № 105 от 20 февраля 2015 года «Об утверждении правил расчетного тарифа, утверждения предельного и индивидуального тарифов», которые устанавливают порядок определения расчетного тарифа на электрическую энергию, отпускаемую энергопроизводящими организациями.

При расчете в финансовой модели эффективности Шардаринской ГЭС определен расчетный тариф на электроэнергию, который определяется исходя из совокупности показателей эффективности: срока окупаемости инвестиций от восьми до двенадцати лет, положительного сальдо потока наличности и положительного чистого дисконтированного дохода.

Маркетинговые риски определяют возможность отклонения фактической ситуации, связанной со сбытом продукции, от планируемой (и закладываемой в основу расчетов) сбытовой политики. Риск при этом связан с ухудшением фактической ситуации в сопоставлении с расчетной.

Маркетинговые риски:

риск необеспеченности сырьем;

риск перепроизводства или невозможности сбыта продукции;

риск значительного повышения цен на сырье;

риск значительного снижения цен на продукцию.

Специфика производства гидравлической электроэнергии, основанная на дешевом возобновляемом ресурсе, не зависящем от конъюнктуры цен на топливо, сама по себе снижает часть маркетинговых рисков (такие как: необеспеченность сырьем, повышение цен на сырье).

Основными мероприятиями по снижению остальных маркетинговых рисков могут служить:

отслеживание тенденций изменений на электроэнергетическом рынке, проверка и корректировка исходных данных и расчетных показателей, закладываемых в проект;

повышение квалификации кадров на стадии проектирования и эксплуатации ГЭС;

внедрение современного, высококвалифицированного менеджмента в организации производства и управления.

6 ПРИНЯТЫЕ РЕШЕНИЯ И ИХ ОБОСНОВАНИЕ

6.1 Мощность предприятия

В связи с острым дефицитом электричества, особенно на юге страны, возникла необходимость развития новых мощностей, и модернизация имеющихся.

Модернизация оборудования Шардаринской ГЭС выполняется в соответствии с рекомендациями ОАО «НПО ЦКТН» г. Санкт-Петербург.

В Таблице 2 приведены основные показатели Шардаринской ГЭС до и после модернизации оборудования.

Таблица 2

Основные показатели Шардаринской ГЭС до и после модернизации оборудования

Наименование показателя	Значение показателей	
	до замены	после замены
Установленная мощность МВт	100	126
Количество агрегатов, шт.	4	4
Гарантированная мощность при минимальном напоре, МВт	11	11
Объем водохранилища при НПУ, млрд. м³:		
полный	5,2	5,2
полезный	4,2	4,2
Напоры, м:		
максимальный	24,0	21,0
минимальный	11,4	11,4
расчетный	15,8	17,8
Среднемноголетний расход воды, м³/с	626,0	626,0
Выработка электроэнергии, млн. кВт/ч	426,0	537,0

Из таблицы 2 видно, что основные показатели ГЭС: установленная мощность, выработка электроэнергии, расчетный напор – увеличились.

В таблице 3 приведены основные параметры новых турбин Шардаринской ГЭС.

Таблица 3

Основные параметры новых турбин Шардаринской ГЭС

Число агрегатов	4
Тип турбин	Поворотно-лопастные
Номинальная мощность агрегата при номинальном напоре, Pn (МВт)	31,5
Максимальная мощность агрегата при максимальном напоре, Pn (МВт)	34
Расчетный напор, Hr (м)	17,8
максимальный рабочий напор, (м)	21
минимальный рабочий напор, (м)	11
расчетный расход при расчетном напоре, Qr (м³/сек)	200
Номинальная скорость вращения (об/мин)	115
Число лопастей	5
Тип лопастей	Регулируемые (поворотные)
Диаметр рабочего колеса (м)	5,3

6.2 Основные технико-технологические решения

В ТЭО предусмотрено:

модернизация силового оборудования с заменой турбин и генераторов;

замена вспомогательного механического оборудования;

замена вспомогательного электрического оборудования.

Замена силового оборудования возможна при частичной реконструкции камеры рабочего колеса и генераторных тумб. Также, предусмотрены некоторые объемы работы по архитектурно-строительной части машинного зала здания ГЭС.

Так как турбинное оборудование ГЭС эксплуатируется более 48 лет - ресурс выработан и требуется замена на более современное оборудование.

Характеристика существующей гидротурбины:

год начала работы турбин	- декабрь 1965 год - апрель 1966 год;
год приемки в эксплуатацию	- октябрь 1967 год;
число гидротурбин	- 4 шт.;
тип	- ПЛ 661-ВБ-500;
мощность турбины	- 26 МВт;
расчетный напор	- 15,8 м;
расход максимальный через турбину при Нр	- 195 м³/с;
число оборотов	- 115,4 об/мин;
диаметр рабочего колеса	- 5,0 м.

В ТЭО предлагается модернизация всех гидротурбин с установкой новых рабочих колес в существующую проточную часть. Мощность гидротурбин при диаметре рабочего колеса 5,3 м повышается до 31,5 МВт при новом расчетном напоре Нр=17,8 м.

Замена гидротурбин предусматривает:

установку следующего нового оборудования:

рабочее колесо с 5 регулируемыми поворотными лопастями;

камера рабочего колеса;

вал рабочего колеса с гидравлической системой подачи масла для регулируемых поворотных лопастей и лопаток направляющего аппарата;

турбинный подшипник;

уплотнение вала;

верхняя крышка/как альтернатива, полная замена существующей верхней крышки;

направляющие лопатки;

регулирующий механизм направляющего аппарата;

статорное кольцо;

замену всей измерительной аппаратуры турбины;

реконструкцию спиральной камеры и отсасывающей трубы, включая замену стальных смотровых отверстий, стального люка в спиральную камеру и отсасывающую трубу.

В камере рабочего колеса и сопрягающего конуса демонтируется металлическая облицовка по контуру окружности диаметром 5,3 м. После демонтажа облицовки осуществляется вырубка бетона слоем 0,7 м, устанавливаются арматурные и раскрепляющие конструкции, а также закладные детали. Монтаж облицовки камеры рабочего колеса и облицовки сопрягающего конуса отсасывающей трубы выполняется по технологическим требованиям завода изготовителя турбины.

Система регулирования турбины

В ТЭО предлагается замена морально устаревшей и физически изношенной системы регулирования на современную. Регуляторы ЭГРК-100 заменяются новыми, выполненными на основе микропроцессорной технологии с поршневым азотным аккумулятором, панелью местного управления, сервомоторами, трубопроводами и цифровой управляющей системой.

Система технического водоснабжения

На Шардаринской ГЭС применена самотечная система технического водоснабжения гидроагрегатов с забором воды из верхнего бьефа. По существующей схеме ТВС на каждом агрегате имеется три водозабора ТВС: один, Ду300 - из верховой напорной стенки здания ГЭС и два других (Ду300, Ду100) - из спиральной камеры. Все

водозаборы Ду300 каждого агрегата объединены в общий коллектор ТВС. Из этого коллектора вода подается к агрегатным фильтрам Ду250 (два фильтра на каждый агрегат), питающим масло и воздухоохладители гидрогенераторов. Из этого же коллектора забирается вода к фильтрам смазки турбинных подшипников. Основными потребителями технической воды на гидроагрегате являются: маслоохладители подшипника и подпятника генератора, воздухоохладители генератора, турбинный подшипник.

При модернизации генераторов дополнительно появляется на новой верхней крестовине маслованна с маслоохладителями подшипника, совмещенный с подпятником старый генераторный подшипник демонтируется. Предлагается использовать фильтры с автоматической промывкой типа «Boolfilter». Эти фильтры позволят без остановки агрегата осуществлять его периодическую автоматическую промывку. Соответственно, резервный фильтр не требуется. Подача воды к фильтрам будет осуществляться от водозабора из верхнего бьефа, или водозабора спиральной камеры.

На турбинный подшипник у каждого агрегата предполагается установка фильтра «тонкой очистки». Сдвоенный фильтр позволит осуществлять ручное переключение на промывку без остановки агрегата, по сигналу от датчика перепада давления на фильтре. На фильтре будет установлена более мелкая сетка, чем на фильтрах с автоматической промывкой.

Вся запорная арматура, коллекторы, трубопроводы, как внутри, так и снаружи гидротурбины, в соответствии с техническими решениями, принятыми в ТЭО - заменяются.

Системы трубопроводов дренажа и осушения

Электростанция оснащена двумя дренажными системами для сбора фильтрационной воды из агрегатов и структуры электростанции, двумя осушительными системами опорожнения агрегатов для проведения осмотра и ремонтных работ. Дренажные и осушительные системы расположены в двух группах, в каждом удаленном конце электростанции. Одна группа дренажной и осушительной системы обслуживает агрегаты № 1 и № 2, а вторая группа обслуживает агрегаты № 3 и № 4. Эти системы включают отдельные шахты для дренажа и осушения. Каждая турбина оснащена двумя дренажными насосами, расположенные в нижней части верхней крышки турбины, чтобы осушать верхнюю крышку от любой утечки через уплотнение вала или из верхних подшипниками скольжения направляющих лопаток. Насосы управляются автоматически, с помощью переключателей уровня, установленных в верхней крышке колодца для запуска и остановки насоса, и в дополнение переключателем сигнала для высокого уровня. Насосы оборудованы сливной трубой, которая подсоединена к существующей дренажной трубе.

ТЭО предусмотрена полная замена трубопроводов, коллекторов и арматур. В комплекте с новой турбиной поставляются новые эффективные эжекторы.

Система сжатого воздуха

Потребителями сжатого воздуха являются – система торможения гидроагрегатами, технические нужды ГЭС, отдельные приборы системы КИПА, система отжатия воды под рабочим колесом турбины в режиме синхронного компенсатора агрегата.

При реконструкции данной системы предусматривается система обеспечения потребителей сжатым воздухом с давлением 10 бар.

В соответствии с решениями ТЭО, все оборудование системы: запорная, регулирующая арматура, заменяются на новое в комплекте с новой системой торможения и подъема ротора турбины.

Объем работ включает разбор (устранение) и любые строительные работы, необходимые для модернизации (замены) существующего оборудования и вмещающих строительных сооружений.

Мостовой кран машзала ГЭС

В машинном зале установлен передвижной мостовой кран для обслуживания 4 гидроагрегатов и монтажной площадки пролетом 15,0 м. Кран имеет один основной электрический тросовый подъемник с грузоподъемностью 125,0 т и один вспомогательный электрический тросовый подъёмник с грузоподъемностью 20,0 т.

В ТЭО, в связи с увеличением массы ротора генератора, предусматривается установка нового мостового крана машинного зала с грузоподъемностью 150/20 т. При этом, за счет применения современных материалов, собственный вес нового мостового крана меньше примерно на 25,0 т, поэтому нагрузки на подкрановые балки и колонны машзала не изменятся.

Замена генераторов и вспомогательного электрического оборудования

Тип генераторов - СВЧ 790/106-52 вертикальный, синхронный с комбинированным подшипником, состоящего из подпятника и направляющего подшипника, под ротором. Комбинированный подшипник опирается на конус, который в свою очередь опирается на крышку турбины.

Основные характеристики существующего генератора:

номинальная мощность	- 31,5/25 МВА/МВт;
номинальный коэффициент мощности	- 0,8;
номинальное напряжение	- 10,5 кВ;
номинальная частота	- 50 Гц;
номинальная скорость	- 115,4 об./мин.;
расчетная угонная скорость	- 202 об/мин.;
номинальный ток возбуждения	- 1100 А;
номинальное напряжение возбуждение	- 207 В;
КПД	- 96,7 %;
вес ротора	- 120 т;
общий вес генератора	- 275 т;
тип возбуждения	- электромеханическое.

В связи с увеличением мощности генератора, предусматривается замена:

обмотки статора;

бандажных колец;

соединительных и выводных шин.

Изоляция, при этом, используется термореактивная, детали крепления выполняются из новых материалов, соответствующих классу нагревостойкости новой обмотки.

Целиком заменяется сердечник статора. При этом на заводе гидрогенераторного оборудования могут быть изготовлены четыре сектора статора с уложенной в пазы обмоткой.

Замена корпусной изоляции полюсов ротора выполняется в заводских условиях, где могут быть обеспечены необходимые гарантии качественного изготовления твердосплавных изоляционных гильз.

Модернизируется при реставрации маслованна нижней крестовины - демонтируется нижний подшипник.

Реконструкция подпятника предполагает изменение числа сегментов с восьми на одиннадцать, что означает замену всей опорной части подпятника. Втулка подпятника остается без конструктивных изменений. Необходимость замены диска подпятника,

подвергавшегося длительным вибрационным воздействиям должен определить поставщик, выполняющий реконструкцию.

Конструкция нижней части подпятника должна удовлетворять современным нормам и требованиям в части опорной конструкции покрытия сегментов. Устанавливаются новые маслоохладители, реле уровня и термодатчики. Реконструируемая маслованна комплектуется новой аппаратурой для контроля охлаждающей воды подводящих трубопроводов: расходомеров, манометров.

На генераторе устанавливается новая верхняя крестовина, в которую встраивается новая маслованна с направляющим подшипником, маслоохладителями, датчиками термоконтроля и уровня, трубопроводы воды и масла с ответными фланцами и запорной аппаратурой, с комплектом аппаратуры для контроля охлаждающей воды: расходомеров, манометров.

В связи с демонтажем вспомогательного генератора, установленного в верхней части генератора, и значительным изменением конструкции верхней крестовины изготавливается новый вал-надставки.

Полностью заменяются проводка теплоконтроля генератора, термопреобразователи сопротивления и шкаф с аппаратурой.

Замене подлежат: тормозные колодки, трубопроводы воздуха и шкаф торможения с аппаратурой управления системой пневматического торможения (пневмораспределителями, манометрами). Для автоматизации управления агрегатом тормоза-домкраты оснащены датчиками положения.

На генераторе сохраняется воздушная система охлаждения, но для изменения воздушных потоков устанавливаются новые воздухоразделительные щиты, а на торцах обода ротора - центробежные или ковшовые вентиляторы.

Генератор при модернизации оснащен системами виброконтроля и пожаротушения. В комплектную поставку генератора включен комплект оборудования системы пожаротушения с аппаратурой управления, при этом задвижка с электроприводом и трубопроводы выполнены из антикоррозионных материалов.

Объемы работ по восстановлению каждого генератора включают следующее оборудование и системы:

статор в комплекте (корпус, сердечник и обмотка с изоляцией класса F);

комплект ротора;

верхний вал, муфта, токосъемные кольца и сборка щеточного механизма;

комбинированный подшипник (подпятник и направляющий подшипник) и крестовина подшипника;

верхняя и нижняя крышки;

система водяного охлаждения;

система торможения и подъема ротора;

инструментарий, система мониторинга и управления;

конус;

стационарные обогреватели;

система освещения в шахте генератора;

система вытяжки пыли из тормозов;

система отсоса масляных паров из корпуса подшипника;

все компоненты, аксессуары, детали и оборудование, необходимое для безопасного и надлежащего проведения работ по монтажу, испытаниям, ввода в эксплуатацию, эксплуатации и технического обслуживания оборудования, включенного в объем поставок;

полный комплект запасных частей и специального инструмента и приспособлений;

все необходимые анкеры, болты, гайки, трубы, фланцы, кронштейны, крышки пола, уплотняющие прокладки и т.д.

Предполагается замена четырех металлических дверей в шахту генератора.

Генератор, в соответствии с техническими решениями ТЭО, при модернизации оснащен системами виброконтроля и пожаротушения. В комплектную поставку генератора включен комплект оборудования автоматической системы пожаротушения с аппаратурой управления, при этом задвижка с электроприводом и трубопроводы выполнены из антикоррозионных материалов.

Основные характеристики генератора после модернизации представлены в таблице 4.

Таблица 4

Основные характеристики генератора после модернизации

Номинальная выходная мощность генератора (повышение температуры, класс B)	35/31,5 МВА/МВт
Максимально допустимая перегрузка (повышение температуры, класс F)	37,8 МВА
Максимальная выходная мощность турбины	34 МВт
Расчётная мощность для задания механических размеров	36 МВт
Номинальный коэффициент мощности	0,9 недовозбужденный 0,9 перевозбужденный
Номинальное напряжение	1,5 кВ ± 7,5%
Номинальная частота	50 Гц
Номинальная скорость вращения:	111,1/115,4/120 об/мин.
Максимальная угонная скорость при нарушении комбинаторной зависимости турбины (должна быть скоординирована с расчётом турбины)	290 об/мин.

Система возбуждения

В связи с тем, что главный и вспомогательный возбудители находятся в крайне изношенном состоянии, в ТЭО, при модернизации генератора, предусматривается вместо электромашинного возбудителя установить тиристорную систему параллельного самовозбуждения со следующими ориентировочными параметрами:

ток номинальный выпрямленный - 1300 А;

напряжение номинальное выпрямленное - 250 В;

кратность форсировки возбуждения по напряжению, не менее - 2,5;

кратность форсировки возбуждения по току, не менее - 2,0;

длительность форсировки, не менее - 50 с;

точность поддержания напряжения на шинах гидрогенератора относительно статической характеристики - ±1.

В ТЭО предусмотрено оборудование и системы со следующими основными характеристиками:

четыре новых статических системы возбуждения (ССВ), питающих ротор непосредственно от полностью регулируемых преобразовательных мостов на тиристорах через щетки, с подачей энергии для возбуждения генератора от сухого трансформатора возбуждения с литой изоляцией обмоток, который питается от распределительного устройства, подключённого к шинам генераторного напряжения;

тиристорный выпрямитель с двумя трехфазными преобразовательными мостами на тиристорах, включая модули управления и сигнализации конвертера, а также модуль формирования управляющих импульсов тиристоров;

устройства начального возбуждения, гашения поля генератора и все электрические соединения для подключения этих устройств;

цифровой автоматический регулятор напряжения (AVR) для регулировки напряжения на зажимах генератора. Автоматический регулятор напряжения должен также обеспечивать стабильную работу генератора в сети и способствовать сохранению устойчивости в переходном режиме посредством быстрого динамического реагирования на повреждения в сети;

резервный регулятор тока возбуждения для ручного регулирования и для испытания генератора и релейной защиты;

устройства управления, ограничения и защиты;

человеко-машинный интерфейс (ЧМИ) с сенсорным экраном для управления, мониторинга и технического обслуживания;

обмен данными с системой управления станции через линию последовательной связи;

силовые цепи возбуждения (высоко-гибкие одножильные кабели) между ячейками возбуждения и токосъемниками/щеточными устройствами, а также соединения между трансформатором возбуждения и ячейками возбуждения;

все внутренние соединения и кабельные разводки;

запасные части и портативный компьютер с полным программным обеспечением необходимым для работы и технического обслуживания системы возбуждения.

Система автоматического водяного пожаротушения генераторов

На Шардаринской ГЭС предусмотрено водяное автоматическое пожаротушение гидрогенераторов.

Установке подлежат насосы, фильтры водяные, запорная, регулирующая арматура, трубопроводы.

Система пожаротушения тонкораспыленной водой HI-FOG-противопожарная система, использующая мельчайшие, капли воды, что позволяет распыленному водяному туману контролировать или подавлять возгорание:

охлаждая пламя и горячие газы;

локальным вытеснением кислорода водяным паром;

поглощая тепловое излучение.

Для успешного пожаротушения крайне важны размеры и плотность капель. Эти показатели обеспечивают запатентованный спринклер HI-FOG и распылительные насадки. Система HI-FOG использует однокомпонентную рабочую среду, поэтому для ее подачи к распылительным насадкам необходим один распределительный трубопровод.

Противопожарные системы HI-FOG для генераторов рекомендованы органами по сертификации «FactoryMutual (FM)» и «VdSLossPrevention».

Размеры системы позволяют защитить зону размещения только один отсек генераторной установки; при этом одновременно срабатывают 6 сопел максимум. Время работы - 30 минут.

Система HI-FOG включает следующие основные компоненты:

газовый насосный агрегат (GPU) с приводом на сжатом азоте или воздухе;

насадки HI-FOG для распыления водяного тумана;

распределительная сеть HI-FOG, включающая трубопровод, фитинги, распределительные блоки, клапаны, хомуты для труб и др. необходимые компоненты. Вспомогательные крепежные конструкции, например, желоба для труб или опорные балки не входят в комплект. Систему сигнализации (датчики, панели выпуска средств пожаротушения и т.д.) подключают к системам HI-FOG. Система сигнализации входит в данный заказ. Возможен ручной запуск систем от локального извещателя.

Вода и масло при пожаротушении генераторов по существующей схеме сливается на крышку турбины, далее самотеком отводится в дренаж ГЭС и откачивается в нижний бьеф. По условиям экологии эту воду необходимо предварительно очищать от возможных протечек масла. Для этого дренажную воду с крышки турбины пропускают через специальный бак-маслоуловитель емкостью 3 м^3. Схема будет уточняться на следующей стадии проектирования.

Технические показатели:

установленная мощность ГЭС после модернизации - 126 МВт;
среднемноголетняя выработка - 537 ГВтч.

6.3 Место размещения объекта, и характеристика участка строительства

Водохранилище Шардаринской ГЭС является самым крупным водохранилищем Южно-Казахстанской области.

Южно-Казахстанская область граничит: на юго-западе с Узбекистаном, на юго-востоке – с Кыргызстаном. Расположенная на юге страны, она занимает территорию 117,3 тыс.км^2 и находится в самом центре Центрально-азиатского региона.

Большая часть территории равнинная, с бугристо-грядовыми песками Кызылкум, степью Шардара (на юго-западе, по левобережью р. Сырдарьи) и Мойынкум. Среднюю часть области занимает хребет Каратау и другие горные системы, высотой до 4238 м (Сайрамский пик). Уникальное территориальное расположение Южного Казахстана определяет наличие в области нескольких природно-климатических зон: высокогорная, степная, пустынная и полупустынная с присущим им разнообразием природных условий.

Водохранилище Шардаринской ГЭС расположено в Шардаринском, Келесском и Кировском районах ЮКО, в среднем и нижнем течениях реки Сырдарьи. Створ гидроузла располагается у возвышенности Джаусум-Кум. Шардаринская гидроэлектростанция является замыкающей в составе Нарын-Сырдаринского каскада.

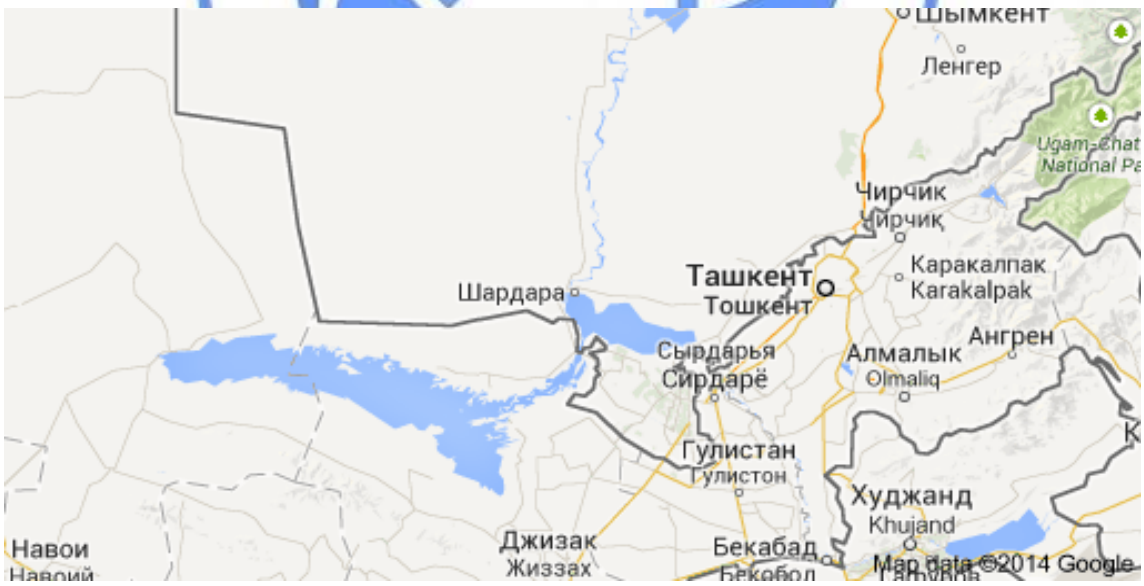

Рисунок 1 - *Ситуационная схема места расположения Шардаринской ГЭС*

Природно-климатические условия района строительства:

климатический район (СНиП РК 2.04-01-2010) - IVA;
район по весу снегового покрова (СНиП 2.01.07-85*) - I (s_o=50 кгс/м^2);
район по давлению ветра (СНиП 2.01.07-85*) - III (w_o=38 кгс/м^2);

расчетная зимняя температура наружного
воздуха наиболее холодной пятидневки,
обеспеченностью 0,98 (СНиП РК 2.04-01-2010) - минус 17 ºС;
сейсмичность района строительства - 7 баллов;
нормативная глубина промерзания грунта - 153 см.

Климат района резко континентальный характеризуется продолжительным жарким летом и холодной зимой. Расчетная температура самой холодной пятидневки минус 18 ºС. Продолжительность отопительного периода – 136 суток.

Все строительные, демонтажные и монтажные работы по замене и модернизации оборудования здания ГЭС будут происходить в закрытых помещениях построенного здания. Инженерно-геологические условия даны по фондовым материалам.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Основанием ГЭС служат влажные серовато-зеленые плотные глины, мергелистые коричнево-бурые плотные глины, пески разнозернистые, сцементированные и песчаники с прослоями песка и гравия. Здание станции расположено на глинах и песчаниках.

Чашей водохранилища служат аллювиальные террасы реки Сырдарья, литологический разрез которых весьма однообразен: с поверхности залегают супеси и суглинки мощностью 0,5-5,0 м, которые подстилаются толщей мелкозернистых песков. Подземные воды залегают на глубине 1-1,5 м, в пониженных местах вода выступает на поверхность.

Категория грунтов по сейсмическим свойствам – II.

Уточненное значение сейсмичности площадки – 7 баллов.

6.4 Архитектурно-строительные решения

6.4.1 Существующее состояние сооружений ГЭС

Уровень ответственности – I (повышенный), технически сложный объект.

Степень огнестойкости – I.

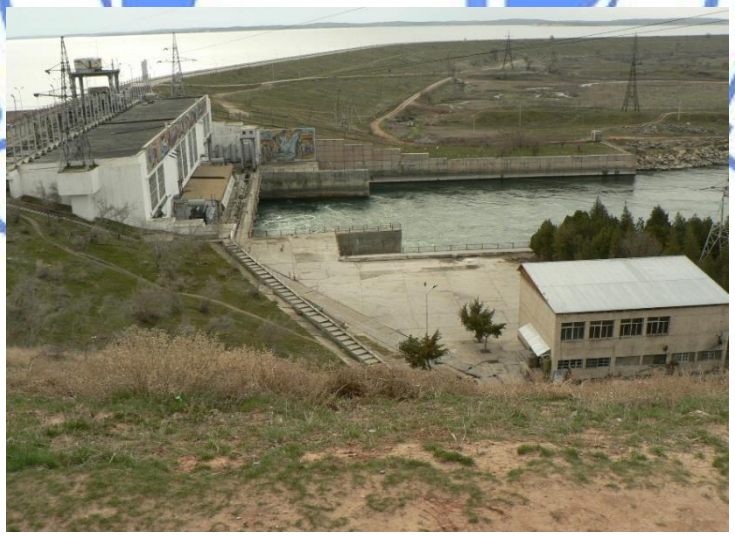

Рисунок 2 – *Существующее положение Шардаринской ГЭС*

Русловое здание ГЭС совмещено с водоприемником ГЭС и с береговыми устоями и является бетонным подпорным гидротехническим сооружением гравитационного типа. Верхняя (по течению воды) напорная стена машинного зала ГЭС является частью водоприемника ГЭС. Русловое здание ГЭС имеет размеры в плане 103,80×50,50 м и разбито температурно-осадочным швом на два равных (агрегатных) блока.

Агрегатные блоки имеют по два водоприемных отверстия, перекрываемые скользящими быстропадающими затворами с гидроподъемниками открытого типа.

Машинный зал здания ГЭС имеет размеры в плане 16,10×98,00 м и высоту 15,00 м до низа ферм покрытия. В машинном зале установлен мостовой кран грузоподъемностью 125/20 тонн.

Здание ГЭС с отметки подошвы 217,47 м и до отметки пола машинного зала 238,50 м выполнено из массивного армированного бетона.

Ниже отметки пола машинного зала 238,50 м расположены подгенераторные помещения. На отметке 234,37 м - фундаментные тумбы для крепления статора генератора. Ниже отметки 231,55 м, крышки турбины, располагается камера рабочего колеса, сопрягающий конус с отсасывающей трубой.

Конструктивная схема здания ГЭС - рамно-связевой каркас из железобетонных и металлических конструкций.

Колонны – сборные, железобетонные, сечением 600×1400 мм.

Стены здания: монолитная (верховая) - толщиной 2000 мм и кирпичная (низовая) из полнотелого кирпича - толщиной 380 мм. Высота от пола машинного зала до низа стропильных ферм – 15,0 м.

Балки подкрановые - Г-образные (по низовой стороне) сечением 600×1200 мм и прямоугольные (по верхней стороне) сечением 900×900 мм.

Фермы покрытия – металлические односкатные стропильной конструкции из двух спаренных прокатных уголков таврового сечения.

Плиты покрытия – сборные железобетонные ребристые размером 2,6×7,5 м.

Кровля – мягкая, рулонная из двух слоев рубероида, цементно-песчаная стяжка по железобетонным ребристым плитам покрытия.

Верховая напорная стенка здания ГЭС с отметки 231,50 м и до отметки 256,00 м выполнена из армированного массивного бетона и конструктивно соединена с раздельными бычками агрегатных блоков. Каждый агрегатный блок пролетом 13,00 м разделен промежуточным бычком на два пролета по 5,50 м, которые перекрываются скользящими плоскими металлическими затворами с помощью гидроподъемников.

На отметке 256,00 м по раздельным агрегатным бычкам проходит автодорожный мост, соединяющий левобережную и правобережную части земляной плотины гидроузла.

Водоприемник примыкает к верховой напорной массивной стенке здания ГЭС. В массивном бетоне водоприемника на отметке 221,22 м проходит смотровая потерна, с которой осуществляется доступ в потерну на отметке 220,22 м, где располагается контрольно-измерительная аппаратура (напорные пьезометры).

На гребне водоприемника расположен козловой кран, грузоподъемностью 2х20,0 тонн.

В нижнем бьефе расположены отсасывающие трубы. Над отсасывающими трубами установлен козловой кран грузоподъемностью 2х10,0 тонн.

Со стороны нижнего бьефа на отметке 238,50 м к зданию ГЭС примыкает пристройка с размерами в плане 7,81×35,50 м, высотой 3,50 м. В пристройке расположены рабочие кабинеты обслуживающего персонала, операторная (главный щит управления – ГЩУ), узел связи, аккумуляторная, и система управления ГЭС.

Наружная стена пристройки – кирпичная, толщиной 510 мм. Внутренняя стена (общая со зданием ГЭС) – кирпичная, толщиной 380 мм.

Размеры операторной в плане - 15,15х7,81 м.

Поперечные перегородки операторной – кирпичные. Существующая кровля – мягкая, рулонная по железобетонным плитам покрытия индивидуального изготовления.

6.4.2 Соответствие конструктивных решений требованиям СНиП РК 2.03-30-2006 «Строительство в сейсмических районах»

По результатам обмерных, обследовательских работ и технического заключения по обследованию на сейсмостойкость конструкций здания машинного зала, помещения пульта управления (кровля), напорных стен в рабочих и спиральных камерах Шардаринской ГЭС, выполненного Казахским многопрофильным институтом реконструкции и развития (КазМИРР) в 2015 году и письма КазМИРР от 15 июня 2015 года № 149, установлено:

состояние несущих строительных конструкций машинного зала, помещения пульта управления (кровля), напорных стен в рабочих и спиральных камерах Шардаринской ГЭС – работоспособное, пригодное к предстоящей модернизации оборудования;

общестроительные работы, связанные с модернизацией оборудования (частичная вырубка и последующая укладка бетона при замене камеры рабочего колеса турбины и при усилении генераторных тумб, замена пола и облицовки стен машинного зала, частичная замена перегородок и дверей в пристройке к машинному залу) не повлияют на общую и местную прочность строительных конструкций и не требуют сейсмоусиления здания ГЭС.

6.4.3 Капитальный ремонт и новое строительство

В связи с модернизацией оборудования Шардаринской ГЭС предусмотрены капитальный ремонт помещений ГЭС.

Согласно заданию на проектирование, дефектному акту, заключению Казахского многопрофильного института реконструкции и развития (КазМИРР) об оценке технического состояния несущих строительных конструкций здания машинного зала, помещение пульта управления (кровля), напорных стен в рабочих и спиральных камерах Шардаринской ГЭС, рабочим проектом предусмотрены демонтажные и ремонтно-восстановительные работы.

Демонтажные работы

Согласно дефектному акту, утвержденному заместителем руководителя КГУ «Управления строительства г. Алматы», демонтажными работами предусматриваются:

разборка покрытия полов (из керамической плитки, цементного);
демонтаж облицовки стен и перегородок из гипсокартона;
демонтаж кирпичных и гипсокартонных перегородок;
вырубка железобетона под генераторные тумбы в шахте;
вырубка железобетона спиральной камеры;
вырубка железобетона камеры рабочего колеса;
вырубка рыхлого бетона пола трансформаторной площадки;
вырубка рыхлого бетона помещений затворов со стороны верхнего бьефа;
демонтаж деревянных и металлических дверей;
демонтаж деревянных пластиковых окон;
разборка рулонной кровли.

Ремонтно-строительные работы:

установка металлопластиковых оконных блоков;
установка металлопластиковых и металлических дверных блоков;
устройство армокирпичных перегородок;
устройство монолитного железобетонного фундамента под генераторные тумбы;
установка клиновых анкеров в турбинной камере;
установка металлической облицовки в турбинной и спиральной камерах;
устройство бетонных стяжек для выравнивания полов;
обетонирование бетоном класса В20 полостей турбинной и спиральной камер;

реконструкция пола трансформаторной площадки путем установки арматурной сетки из арматурных стержней класса А-III по ГОСТ 5781-82* с последующим обетонированием бетоном класса В20;

нанесение гидроизоляции «кальматрона» и штукатурного слоя в помещениях затворов со стороны верхнего бьефа.

Кровельные работы:

устройство рулонной кровли;

устройство цементно-песчаной стяжки толщиной 20 мм;

укладка утеплителя - минераловатные плиты;

устройство пароизоляции.

Во внутренней отделке помещений здания ГЭС, с учетом их назначения, санитарно-гигиенических и противопожарных требований, используются следующие типы и виды материалов:

полы - керамогранитная плитка с нескользящей поверхностью;

стены, перегородки - водоэмульсионная окраска, облицовка алюминиевыми панелями;

потолки - водоэмульсионная окраска.

6.4.4 Защита строительных конструкций

Защита строительных конструкций от коррозии производится в соответствии с требованиями СНиП РК 2.01-19-2004.

Антикоррозионная защита арматуры в монолитных конструкциях обеспечивается соблюдением требуемой проектом толщины защитного слоя бетона.

Степень очистки поверхности стальных конструкций от окислов, по ГОСТ 9.402-2004 – третья.

Антикоррозийная защита стальных конструкций выполняется грунтовкой ГФ-020, с покрытием в два слоя эмалью ПФ115.

Все металлические изделия, закладные детали и сварные соединения защищены антикоррозионным покрытием, в соответствии со СНиП РК 2.01-19-2004.

6.4.5 Антисейсмические мероприятия

Разработка ТЭО выполнена с учетом результатов экспертного обследования, оценки технического состояния и разработки рекомендаций по восстановлению эксплуатационной пригодности строительных конструкций здания машинного зала, помещения пульта управления (кровля), напорных стен в рабочих и спиральных камерах Шардаринской ГЭС, выполненных Казахским многопрофильным институтом реконструкции и развития (КазМИРР) в 2015 году и письма КазМИРР от 15 июня 2015 года № 149 для сейсмичности площадки - 7 баллов, с учетом требований СНиП РК 2.03-30-2006* «Строительство в сейсмических районах».

6.5 Инженерное обеспечение, сети и системы

6.5.1 Электротехнические решения

Электротехническое вспомогательное оборудование

Предусматривается установка двух новых генераторных комплектных распределительных устройств на 12 кВ, 5000 А, с литой изоляцией, оборудованных автоматическими выключателями вакуумного типа. Устройства управления, защиты и измерения интегрированы с системой управления.

Предусматривается замена существующих шин на полностью изолированные емкостные шины. Предусматривается замена трансформаторов собственных нужд на новые сухого типа, мощностью 700 кВА, 10,5/0,4 кВ.

В объем реконструкции входит демонтаж всего существующего оборудования 400 В и замена следующим оборудованием:

одно распределительное устройство с тремя секциями;

два распределительных устройства для агрегатов;

два распределительных устройства для дренажных систем и систем для удаления воды;

основные щиты осветительные и распределительные.

Предусматривается замена аварийного дизель-генератора на новый, напряжением 400 В, мощностью 320 кВт.

Предусматривается аккумуляторная система постоянного тока 110 В, система бесперебойного электропитания (UPS) переменным током на 230 В. Система UPS требуется для электропитания новой системы автоматического контроля и управления станцией (САУ) и для аварийного освещения в здании ГЭС.

Средства управления, защиты и автоматики

Существующие устройства управления, защиты и автоматики собраны на базе электромеханических реле, за время эксплуатации практически не менялись и не модернизировались. В настоящее время все эти устройства морально и физически устарели, не обеспечивают современных требований надежности и мобильности в работе, оптимального режима эксплуатации и подлежат замене.

Оперативно-диспетчерское управление

Вся система управления заменяется новой, полностью интегрированной, цифровой, системой автоматического контроля и управления, полностью укомплектованной, именуемой в дальнейшем САУ.

Новая система управления включает следующие основные части:

система управления всей станцией, в том числе местная система SCADA;

блочные щиты управления;

групповое регулирование мощностью и напряжением энергоблоков;

управление вспомогательным оборудованием станции;

центральный щит управления (ЦЩУ).

В ЦЩУ предусмотрены функции полного контроля и управления электростанцией.

В системе SCADA используются два взаимно резервируемых сервера системы базы данных для выполнения задач по управлению станцией и для того, чтобы контролировать оборудование электростанции. Предусматривается два автоматизированных рабочих места оператора (АРМ).

Предусматривается установка системы единого точного времени станции с центральной часовой станцией (первичные часы).

Счётчики электроэнергии

Для ведения точного учета баланса энергии на электростанции установлены многофункциональные цифровые счетчики, которые могут измерять и отображать все параметры электрической сети переменного тока и предусматриваются для четырех энергоблоков, для фидеров 10,5 кВ трансформаторов собственных нужд. Счетчики должны сопрягаться с соответствующими контроллерами через интерфейс для передачи данных.

Щит управления собственными нуждами (СНЩУ)

Контроллер в СНЩУ выполняет станционные функции управления, такие как объединенный станционный контроль МВт и МВар, а также для получения и накопления

данных и их передачи, блокировки, мониторинга и проведения команды из центральной системы SCADA на уровень управления производственным процессом для всех общестанционных вспомогательных систем.

Интегрированная система SCADA и коммуникационная сеть

Диспетчерская телефонная осуществляется по существующей линии телефонной связи или по спутниковому каналу связи сети. Удаленный терминал состоит из наружной антенны, блока наружной и внутренней установки.

Релейная защита основных элементов ГЭС

Все установленные в настоящее время реле защиты – реле электромеханического типа, смонтированные на передней стороне панелей реечной конструкции, имеющих свободный доступ с задней стороны. Панели защиты расположены в помещении щита управления станции.

Все реле защиты заменяются цифровыми реле, оборудованными программно-реализованными модулями защит.

Освещение и установки малой мощности

Предусматривается реконструкция системы освещения: освещение на территории водозабора, гидротехнический тоннель под водозаборной платформой, две сервомоторные площадки, освещение вокруг здания электростанции, освещение в здании электростанции.

Предусматривается замена электропроводки и розеток в помещениях станции.

Противопожарная защита

В целях своевременного обнаружения пожара, оповещения и включения системы автоматического пожаротушения применяется современная система пожарной сигнализации.

Для оборудования сооружений гидроузла предлагается использовать адресно-аналоговую контрольную панель (пожарная панель) и оборудование системы оповещения о пожаре.

Система пожарной сигнализации монтируется во всех производственных помещениях станции. В шлейфы пожарной панели включаются датчики пожарной сигнализации, ручные пожарные извещатели, адресные блоки, модули управления. В защищаемых помещениях предполагается использование адресных дымовых и тепловых датчиков. Релейные выходы пожарной панели используются для отключения вентиляции, включения систем дымоудаления. Для управления эвакуацией при пожаре в здании устанавливаются светоуказатели направления эвакуации.

Сигнал о пожаре выводится на пульт пожарной сигнализации, который располагается в помещении центрального щита диспетчера.

6.5.2 Автоматизированная система мониторинга конструкций

В соответствии с требованиями СНиП РК 3.02-05-2010 предусматривается автоматизированная система мониторинга строительных конструкций здания ГЭС.

Система мониторинга предназначена для долгосрочного контроля и мониторинга за состоянием строительных конструкций, узлов и снижения риска реального обрушения конструкций за счет обнаружения отклонений параметров строительных конструкций и узлов от расчетных значений, на ранней стадии их возникновения. При воздействии на конструкции нагрузок и воздействий любого вида или их комбинаций, информация об их состоянии передается по каналам связи на рабочее место оператора.

Целью автоматизированной системы мониторинга является автоматизация процессов сбора информации от датчиков и устройств, их обработка и анализ, передача полученных результатов на пульты диспетчерской связи и в вышестоящие органы для

выработки и принятия соответствующих решений, передача сигналов предупреждения и тревоги в случае превышения заданных нормативных норм.

В состав системы автоматического мониторинга входят акселерометры, инклинометры, резистивные сенсоры, автоматизированное место оператора, источник бесперебойного питания, сетевой коммутатор и базовая станция.

Датчики устанавливаются на особо ответственных узлах и конструкциях, рабочее место оператора предусматривается в кабинете начальника.

6.6 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

При разработке ТЭО учтены требования нормативных документов Республики Казахстан.

Существующее сооружение - I степени огнестойкости.

Планировка помещений и эвакуационные выходы запроектированы согласно требованиям СНиП РК 2.02-05-2009* и Технического регламента «Общие требования пожарной безопасности», утвержденного Постановлением Правительства Республики Казахстан, от 16 января 2009 года № 14.

На путях эвакуации облицовочные материалы применены несгораемые или трудносгораемые.

Для оборудования сооружений гидроузла предлагается использовать адресно-аналоговую контрольную панель (пожарная панель) и оборудование системы оповещения о пожаре.

Система пожарной сигнализации монтируется во всех производственных помещениях станции.

На Шардаринской ГЭС предусмотрено водяное автоматическое пожаротушение гидрогенераторов.

Технико-экономическое обоснование «Модернизация Шардаринской гидроэлектростанции» согласовано с ГУ «Департамент по чрезвычайным ситуациям Южно-Казахстанской области Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан» - письмо № 3Т-Б-1329 от 7 октября 2014 года.

6.7 Охрана окружающей среды

В ТЭО «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики» предусмотрен комплекс инженерно-технических мероприятий, направленных на снижение попадания вредных выделений в окружающую среду, а также на улучшение санитарно-технических условий труда на рабочих местах.

ТЭО предусматриваются:

технологические процессы, обеспечивающие малоотходное и безотходное производство;

организованное складирование и своевременный вывоз бытовых отходов – специальные площадки для сбора мусора и размещение урн по всей территории;

отделка здания материалами, не имеющими вредных выделений.

Материалы предварительной оценки воздействия на окружающую среду на технико-экономическое обоснование «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики согласованы

ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Южно-Казахстанской области», заключение № KZ93VDC00027497 от 6 октября 2014 года.

6.8 Институциональный раздел

АО «Шардаринская ГЭС» со 100-процентным участием государства было создано постановлением Южно-Казахстанского территориального комитета государственного имущества и приватизации № 585 от 25 августа 1998 года во исполнение Постановления Правительства Республики Казахстан № 76 от 4 февраля 1998 года на базе имущественного комплекса Шардаринской ГЭС. АО «Шардаринская ГЭС» является правопреемником прав и обязанностей РГП «Шардаринская ГЭС с водохранилищем» согласно разделительному балансу от 22 сентября 1998 года.

Целью создания АО «Шардаринская ГЭС» являются усиление координации действий по эксплуатации водно-энергетического комплекса Нарын-Сырдарьинского каскада, повышение эффективности использования потенциала водного бассейна, оптимизация энергоснабжения и энергетических режимов в южном регионе Республики Казахстан.

Уставный капитал АО «Шардаринская ГЭС» составляет 332 755 000 тенге.

Устав АО «Шардаринская ГЭС» зарегистрирован в управлении юстиции ЮКО.

Единственным акционером, наделенным полномочиями высшего органа – общего собрания акционеров, является АО «Самрук-Энерго».

Органом управления является совет директоров, состоящий из 5 человек.

Исполнительный орган – правление, состоящий из 3 человек.

В АО «Шардаринская ГЭС» по штатному расписанию числятся 158 работников (из них 156 человек – работники основной деятельности, 2 человека - работники столовой).

Фактическая численность работающих по состоянию на 1 февраля 2015 года составляет 157 человек, из них 2 работника столовой.

Штатное расписание работников на 158 человек утверждено единственным акционером – АО «Самрук-Энерго».

В организационную структуру АО «Шардаринская ГЭС» входят:

аппарат управления;

производственные подразделения;

персонал социальной инфраструктуры;

вспомогательное производство.

В АО «Шардаринская ГЭС» уделяется особое внимание работе с кадрами. Работники имеют возможность для повышения своего образовательного уровня и деловой квалификации.

АО «Шардаринская ГЭС» не имеет обособленных структурных подразделений в виде филиалов и представительств, дочерних и зависимых акционерных обществ, а также не осуществляет совместной деятельности с другими хозяйствующими субъектами.

Проводимая модернизация ГЭС не повлияет на организационную структуру Общества, в ближайшей перспективе не планируется создание обособленных структурных подразделений и осуществление совместной деятельности.

6.9 Организация строительства

Нормативная продолжительность строительства определена согласно СНиП РК 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» и составляет 30 месяцев.

Начало строительства – июль 2015 года, согласно письму АО «Шардаринская гидроэлектростанция», от 16 июня 2015 года № 711.

Технические показатели:

нормативная продолжительность строительства - 30 месяцев;
нормы задела по годам строительства:
норма задела строительства на 2015 год - 20 %;
норма задела строительства на 2016 год - 45 %;
норма задела строительства на 2017 год - 35 %.

6.10 Сметная документация

Сметная документация разработана согласно «Правил разработки, согласования, утверждения и состава технико-экономических обоснований на строительство» (СП РК 1.02-21-2007*), введенных в действие приказом Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан», от 29 мая 2007 года № 163 и от 21 июля 2007 года № 206, «Порядку разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» (СН РК 1.02-03-2011), введенному в действие приказом Агентства Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства, от 15 августа 2012 года № 411 и «Порядку определения расчетной стоимости строительства на стадии технико-экономического обоснования» (СН РК 8.02-01-2002*), введенному в действие приказом Агентства Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства, от 22 декабря 2010 года № 571 с 1 марта 2011 года, заданию на разработку ТЭО.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 5.4.3) по выпуску сметной документации в базовых ценах 2001 года.

Расчетная стоимость строительства в сметной документации определена базово-индексным методом, который основан на использовании текущих индексов по отношению к стоимости, определенной в базисном уровне цен 2001 года.

Расчеты выполнены по единичным расценкам на основании объемов работ, определенных соответствующим разделом ТЭО.

При составлении смет использованы:

сборники сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции (СН РК 8.02-04-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-23;

сборники сметных цен и расценок на строительные работы (СН РК 8.02-05-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-16;

сборники расценок на монтаж оборудования (СН РК 8.02-06-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-10;

сборники сметных цен и расценок на ремонтно-строительные работы (СН РК 8.02-05-2002);

сборник сметных цен на перевозку грузов для строительства (СН РК 8.02-04-2002);

прейскурант на элементы внешнего благоустройства зданий и сооружений (СН РК 8.02-15-2007);

перечень оборудования, материалов, изделий с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденный заказчиком, согласно п. 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 4.3.5, 4.3.8 СН РК 8.02-02-2002.

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

накладные расходы на строительные, монтажные и специальные строительные работы согласно приложению № 1 СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан»;

ненормируемые и непредвиденные затраты в размере 6 % (СН РК 8.02-02-2002);

средства на временные здания и сооружения согласно СН РК 8.02-09-2002;

дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время по НДЗ-2001 (СН РК 8.02-07-2002) с учетом изменений и дополнений выпуск 2;

затраты на дополнительные отпуска и выслугу лет (СН РК 8.02-02-2002).

В соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 сентября 2007 года № 791, со статьей 9 п. 4 Закона Республики Казахстан «О республиканском бюджете на 2013-2015 годы», от 23 ноября 2012 года № 54-V ЗРК, с Приложением 1 «Прогноз социально-экономического развития Республики Казахстан на 2015 – 2019 год» к Протоколу заседания Правительства Республики Казахстан от 27 августа 2014 года № 37 переход от базовых цен 2001 года в текущий (прогнозный) уровень цен осуществлен через индексы изменения месячного расчетного показателя:

2015 год – 1 982 тенге;

2016 год – 2 121 тенге;

2017 год – 2 269 тенге.

Налоги, сборы и обязательные платежи начислены согласно действующему законодательству в размере 2 %.

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере, устанавливаемом законодательством Республики Казахстан на период, соответствующему периоду строительства, от расчетной стоимости в текущем уровне с учетом налогов, сборов, обязательных платежей.

6.11 Финансово-экономический раздел

6.11.1 Финансовый раздел

Финансовая оценка проекта

А. Принципы расчетов

Корректировка финансово-экономического раздела ТЭО «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС» выполнена в связи с пересчетом сметной стоимости модернизации ГЭС в результате перехода к свободно плавающему обменному курсу тенге по решению Национального Банка и Правительства РК в августе 2015 года.

Шардаринская ГЭС является замыкающей гидроэлектростанцией Нарын-Сырдарьинского каскада на р. Сырдарья. Шардаринская ГЭС запроектирована Среднеазиатским отделением Гидропроекта и введена в эксплуатацию в 1967 году. Государственный пакет акций АО «Шардаринская ГЭС», принадлежит АО «Самрук-энерго».

На текущий момент оборудование полностью выработало свой технический и моральный ресурс, что требует модернизации турбинного и генераторного оборудования с полной заменой системы управления, механического и вспомогательного оборудования ГЭС.

При дальнейшей эксплуатации ГЭС без модернизации оборудования, возможен аварийный выход агрегатов из эксплуатации. За последние 10 лет из-за аварийных ситуаций потеря выработки электроэнергии составила 641 млн. кВтч.

Эффект от модернизации в финансовых расчетах будет заключаться в получении выработки электроэнергии при последовательной замене с 2015 года по 2017 год 4-х агрегатов и полной выработки с 2018 года, когда будут запущены все агрегаты после модернизации.

После замены оборудования, за счет увеличения установленной мощности агрегатов и их КПД, среднемноголетняя выработка электроэнергии возрастет до 537 млн. кВтч.

Соотношение собственных и заемных средств

Соотношение собственных и заемных средств в каждом конкретном случае определяется договорными отношениями между Заемщиком и Банком. В представленном Заказчиком «Кредитном Соглашении между АО «Шардаринская ГЭС» и Европейским Банком Реконструкции и Развития», Банк выделяет кредитные средства в размере 14 350 млн. тенге. В связи с увеличением общей сметной стоимости модернизации ГЭС, в результате увеличения курсовой разницы тенге-евро, заемные средства увеличены до 17 714,74 млн. тенге, что составляет 70 % от стоимости модернизации в 25 306,78 млн. тенге. При этом собственные средства АО «Шардаринская ГЭС» составят 7 592,0 млн. тенге (30 % от стоимости модернизации) (письмо АО «Шардаринская ГЭС» от 22 ноября 2015 года № 1135).

Применяемая ставка дисконтирования

По решению Правления АО «Самрук-Казына» № 47/14 от 24 октября 2014 года для электроэнергетических активов АО «Самрук-Энерго» при анализе инвестиционных проектов необходимо учитывать стоимость собственного капитала (ставка дисконтирования) заявлена Заказчиком в размере 12,6 % (письмо АО «Шардаринская ГЭС» от 22 ноября 2015 года № 1135).

Для оценки эффективности Проекта в целом принята средневзвешенная стоимость капитала WACC равная 9,94 %, учитывающая стоимость собственного и заемного капитала.

Общие инвестиционные расходы

В результате проделанных расчетов, выполненных в соответствии со СНиП РК 8.02-01-2007, сумма инвестиционных расходов в реконструкцию ГЭС составила 25 306,78 млн. тенге, включая НДС, в текущих ценах 2015÷2017 годов.

При расчете амортизационных отчислений и налога на имущество учтена остаточная балансовая стоимость основных средств, подлежащих модернизации. Согласно данным, предоставленным АО Шардаринская ГЭС (справка АО «Шардаринская ГЭС от 22 мая 2015 года № 621) остаточная балансовая стоимость составляет 28,000 млн. тенге.

Распределение финансирования по годам реконструкции выполнено в соответствии со СНиП РК 1.04.03-85*, при продолжительности модернизации в течение 30 месяцев. Ввод первого агрегата ГЭС планируется в апреле 2016 года, второго - в августе 2016 года, третьего - в марте 2017 года, четвертого - в сентябре 2017 года (справка АО «Шардаринская ГЭС», от 13 мая 2015 года № 591).

В таблице 5 представлено распределение инвестиций по статьям затрат и годам строительства.

Таблица 5

Распределение инвестиций по статьям затрат и годам строительства

Показатели	Проектирование и реконструкция млн. тенге			Всего млн. тенге
	2015	2016	2017	
Стоимость СМР	271,45	653,61	543,82	1468,88
Стоимость оборудования	3 698,89	8 906,31	7 410,32	20 015,52
Прочие расходы	192,62	668,25	250,07	1 110,94
Стоимость строительства	4 162,95	10 228,17	8 204,21	22 595,33
НДС	499,55	1 227,38	984,51	2 711,44
Инвестиции, всего	4 662,51	11 455,55	9 188,72	25 306,78
Остаточная балансовая стоимость	28,0			28,0
Оборотные средства		205,5		205,5

Всего инвестиции, балансовая стоимость и оборотные средства	4 690,5	11 661,0	9 188,7	25 540,3

В расчетах прирост оборотных средств принят единовременно в размере 206,1 млн. тенге (20 % от текущих расходов). Финансирование оборотных средств осуществляется из собственных средств предприятия.

Инвестиционные расходы представлены по статьям затрат за период строительства.

Амортизационные отчисления приняты исходя из сроков эксплуатации оборудования и сооружений.

Исходные положения финансового анализа проекта

Финансовая модель разработана для анализа целесообразности модернизации Шардаринской ГЭС. Целесообразность Проекта оценивается путем расчета основных показателей финансовой и экономической эффективности проекта.

Оценка эффективности инвестиций в строительство ГЭС выполнена с учетом рекомендаций СП РК 1.02-21-2007 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство».

Расчеты эффективности инвестиций ограничены горизонтом расчета в 23 года (3 года – строительство с учетом предпроизводственного периода, 20 лет – период эксплуатации).

Анализ схемы, источников и условий финансирования

Финансирование модернизации Шардаринской ГЭС осуществляется за счет собственных средств АО «Шардаринская ГЭС» и заемных средств Европейского Банка Реконструкции и Развития.

Расчет ежегодных эксплуатационных расходов

Расчет эксплуатационных расходов на действующих ГЭС осуществляется на основе законодательных и нормативных документов Республики Казахстан.

Эксплуатационные расходы складываются из материальных затрат, фонда оплаты труда, амортизационных отчислений от основных фондов, расходов на ремонт, услуг и прочих затрат, налогов на имущество и землю, процентов за кредит.

Для планирования эксплуатационных расходов на Шардаринской ГЭС после модернизации были проанализированы отчетные финансовые показатели ее финансовой деятельности за последние три года и приняты в качестве аналога для планирования расходов на 2018 год, год после завершения модернизации. Эксплуатационные расходы с 2018 года индексируются с учетом коэффициента инфляции 7 % в год.

В период проведения модернизации эксплуатационные затраты приняты исходя из удельных затрат на 2018 год и соответствующей выработки электроэнергии после модернизации.

Налогообложение при модернизации и дальнейшей эксплуатации ГЭС принято согласно Кодексу РК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» 2015 года:

налог на имущество в размере – 1,5 % от остаточной стоимости зданий и сооружений ГЭС;

налог на добавленную стоимость - 12 %;

корпоративный подоходный налог - 20 %.

Плата за водопользование принята по действующему для Шардаринской ГЭС тарифу 0,0286 тенге за 1 кВтч (без НДС) произведенной электроэнергии с дальнейшим ежегодным увеличением на коэффициент инфляции.

Тариф на услуги по диспетчеризации принят в соответствии с данными АО «Шардаринской ГЭС» в размере 0,148 тенге за кВтч (без НДС) отпущенной электроэнергии, с дальнейшим ежегодным увеличением на коэффициент инфляции.

Тариф на услуги по балансированию принят в соответствии с данными АО «Шардаринской ГЭС» в размере 0,068 тенге за кВтч (без НДС) отпущенной электроэнергии, с дальнейшим ежегодным увеличением на коэффициент инфляции.

Ниже в таблице 6 представлены эксплуатационные затраты ГЭС на 2018 год – год ввода всех агрегатов после реконструкции ГЭС.

Таблица 6

Эксплуатационные затраты ГЭС

Наименование	2018 год млн. тенге
Материальные затраты	64,4
Услуги производственного характера	248,9
Фонд оплаты труда с социальным налогом	404,8
Амортизация зданий, сооружений и оборудования	1 098,9
Налоговые платежи	434,4
Плата за воду	20,6
Прочие затраты	103,2
Проценты за кредит	1936,4
Итого:	4311,6

Расчет доходов

Доход на ГЭС формируется за счет продажи отпущенной в сеть электроэнергии. Размер продажи электроэнергии составит в среднемноголетнем разрезе 525 млн. кВтч.

Проведение модернизации по действующему для ШГЭС тарифу на электроэнергию не обеспечит необходимого дохода для ее осуществления.

В задачу настоящего ТЭО входит определение расчетного тарифа продажи электроэнергии на период проведения модернизации и возврата заемных средств. На расчетный период после модернизации тариф в расчетах формируется, как себестоимость плюс 20 % рентабельности.

Расчетный тариф должен обеспечить следующие условия:

возможность обслуживания кредита, привлекаемого для модернизации ГЭС;

обеспечение нормативного срока окупаемости инвестиций;

получение в расчетах положительных дисконтированных показателей эффективности

Возможность осуществлять инвестиционные обязательства за счет расчетного тарифа позволяет Постановление Правительства РК № 392 от 25 марта 2009 года «Об утверждении правил расчетного тарифа, утверждения предельного и индивидуального тарифов».

Результаты проведенных расчетов показали, что расчетный тариф без НДС в размере 10,4 тенге/кВтч, принятый на период осуществления модернизации и возврата кредитных средств обеспечивает заданные условия эффективности модернизации.

В таблице 7 представлен доход по годам расчетного периода и чистая прибыль.

Таблица 7

Доход по годам расчетного периода и чистая прибыль

Наименование	За расчетный период
Доход от продаж, млн. тенге	115 773,3
Чистая прибыль, млн. тенге	23558,30

Чистая прибыль получена после вычета из суммарного дохода ежегодных эксплуатационных расходов и корпоративного подоходного налога. Как видно из таблицы, чистая прибыль за расчетный период имеет положительное значение.

Ежегодная прибыль по всем годам расчетного периода положительная, кроме 2015 года, когда проценты за кредит выплачиваются, а доход от модернизации еще не поступает.

Сводный поток денежных средств

Сводный расчет потока денежных средств отражает операционную, инвестиционную и финансовую деятельность проекта за расчетный период, характеризующую операции, связанные, во-первых, с образованием источников финансовых ресурсов, а во-вторых - с использованием этих ресурсов.

Анализ эффективности инвестиций с помощью простых методов финансовой оценки

Для характеристики эффективности инвестиций в модернизацию Шардаринской ГЭС выполнен расчет простых экономических показателей (срока окупаемости, рентабельности). В таблице 8 приведены показатели простой финансовой оценки в среднем за расчетный период.

Таблица 8

Показатели финансовой оценки

Наименование	Величина	
Вид капитала	Полный	Собственный
Простой срок окупаемости, лет	9	10
Чистая рентабельность, %	20	20

Показатели эффективности приемлемы для вложения инвестиций в строительство.

Анализ эффективности инвестиций с помощью методов дисконтирования

Оценка эффективности модернизации Шардаринской ГЭС выполнена с помощью дисконтированных показателей: чистого дисконтированного дохода, внутренней нормы прибыли, индекса доходности, дисконтированного срока окупаемости. Коэффициент дисконтирования для собственного капитала принят в размере 12,6 %, для оценки Проекта в целом рассчитана средневзвешенная стоимость капитала WACC равная 9,94 %.

Дисконтированные показатели денежных потоков рассчитывались для Полных инвестиционных затрат и для Собственного капитала. Результаты представлены в таблице 9.

Таблица 9

Дисконтированные показатели денежных потоков

Наименование	Показатели	
Вид капитала	Полный	Собственный
Ставка дисконта, %	9,94	12,6
Чистый дисконтированный доход, млн. тенге (NPV)	2 221,6	668,5
Внутренняя норма прибыли (IRR), %	11,76	14,11
Дисконтированный срок окупаемости, лет (от начала реализации)	15	19

Эффективность проекта подтверждается:
при чистом дисконтированном доходе (ЧДД) > 0;
при коэффициенте эффективности капитальных вложений (ИД) >1;
при внутренней норме доходности (ВНД) > ставки дисконтирования.

Анализ чувствительности по основным параметрам

Анализ чувствительности проведен по следующим основным показателям проекта:
объем сбыта электроэнергии;
объем инвестиционных издержек;
объем эксплуатационных затрат.

Рассмотрено увеличение и уменьшение размера объема сбыта, объема инвестиций и эксплуатационных затрат на 20 % с шагом в 10 %.

Анализ чувствительности объема сбыта электроэнергии и эксплуатационных затрат выполнен по денежному потоку эффективности собственных средств. Анализ чувствительности инвестиций выполнен по денежному потоку для эффективности проекта в целом.

Оценка финансовых рисков, мероприятия по снижению рисков

К основным финансовым рискам относится риск невыполнения обязательств по погашению займа и вознаграждения по нему.

Для снижения данного риска необходимо планировать возврат основного долга и ставки вознаграждения в соответствии с намечаемыми доходами.

К финансовым рискам относится также риск изменения процентных ставок в случае привлечения кредитных ресурсов с переменной ставкой. В этом случае необходимо устанавливать предел процентных ставок. Чтобы уменьшить степень риска желательно брать кредиты с фиксированной ставкой процента.

Технико-экономические финансовые показатели

Технико-экономические показатели и результаты финансовых расчетов по вариантам приведены в таблице 10.

Таблица 10

Технико-экономические финансовые показатели

№	Показатели	Ед изм	Величина
1	Установленная мощность ГЭС	МВт	126
2	Выработка электроэнергии ГЭС	ГВтч	537
3	Отпуск электроэнергии в сеть	ГВтч	525
4	Тариф на электроэнергию без НДС/с НДС	тенге/кВтч	10,4/11,65
5	Расчетная стоимость строительства с НДС	млн. тенге	25 306,78 22 595,33

Продолжение таблицы 10

№	Показатели	Ед изм	Величина
6	Удельные показатели:		
	на 1 кВт установленной мощности	тыс. тенге/кВт	200,85

№	Показатели	Ед изм	Величина
		евро/кВт	639
	на 1 кВтч выработки э/энергии	тенге/кВтч	47,13
		евро/кВт	0,15
7	Условия финансирования:		
	собственные средства	%	30
	кредитные средства	%	70
8	Условия кредитования:		
	срок возврата кредита	лет	10
	льготный период	лет	56
	ставка вознаграждения	%	11
9	Численность персонала	чел.	156
10	Расчетный период эксплуатации	лет	20
11	Доход от реализации	млн. тенге	115 773,3
12	Эксплуатационные расходы	млн. тенге	76 579,2
	в т.ч. вознаграждение за кредит	млн. тенге	13 268,1
13	Себестоимость электроэнергии	тенге/кВтч	7,0
14	Прибыль	млн. тенге	29 501,3
15	Чистая прибыль	млн. тенге	23 558,3
16	Простой срок окупаемости*	лет	10/7
17	Дисконт	%	12,6
18	Чистый дисконтированный доход	млн. тенге	668,5
19	Внутренняя норма доходности	%	14,11
20	Дисконтированный срок окупаемости*	лет	19/16

*числитель – с начала реализации проекта, знаменатель – с начала эксплуатации ГЭС после реконструкции.

Результаты расчетов показывают эффективность реализации проекта при соблюдении принятых в расчетах условий.

6.11.2 Экономическая эффективность

Ситуация с проектом и без проекта

После реконструкции Шардаринской ГЭС ее установленная мощность возрастет со 100 МВт до 126 МВт, среднемноголетняя выработка повысится с 430 млн. кВтч до 537 млн. кВтч «чистой» электроэнергии. В ситуации без проекта отработавшее свой срок оборудование придется демонтировать, что приведет к дефициту электроэнергии, который будет покрываться за счет перетока мощности из Северной зоны от тепловых электростанций. Реконструкция ГЭС будет способствовать уменьшению расхода органического топлива на (удельный расход 0,36 г/кВтч) 193 тыс. тенге в год и выбросов в атмосферу CO_2 в размере 537 тыс. тенге.

Расчет показателей экономической эффективности

Экономическая оценка измеряет эффект воздействия проекта на национальную экономику. Показатели экономической эффективности рассчитываются без учета условий финансирования и налогового окружения. Расчеты экономической эффективности выполнены при тех же условиях, что и выше приведенные финансовые расчеты.

Доходная часть соответствует расчетам доходов в финансовом разделе с исключением НДС. Из расходной части были исключены все налоговые платежи при

модернизации и эксплуатации ГЭС: НДС, социальный налог, налог на имущество, на землю, корпоративный подоходный налог и вознаграждение за кредит, которые являются доходами разных уровней бюджета и банка. При расчете экономической эффективности проекта не учтен факт улучшения электроснабжения региона благодаря тому, что ГЭС станет надежным источником электроэнергии. Это приведет в конечном итоге к уменьшению ущербов в экономике из-за сбоев электроснабжения, качественному электроснабжению населения. Это относится к неизмеримым выгодам проекта и дополнительным выгодам потребителей.

Результаты расчетов экономической эффективности показывают, что модернизация ГЭС имеет высокие показатели доходности.

Показатели экономической эффективности представлены в таблице 11.

Таблица 11

Показатели экономической эффективности

Наименование	Величина
Внутренняя норма доходности (EIRR), %	14,0
Чистая текущая стоимость (ENPV), млн. тенге	1 333,0
Индекс доходности	1,1

Оценка бюджетной эффективности проекта

Бюджетная эффективность показывает эффективность участия бюджетных средств в осуществлении проекта с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней. К доходам бюджета относятся притоки от налогов по действующему законодательству.

Доход бюджета за расчетный период при реализации проекта составит 22 987,1 млн. тенге, с учетом дисконтирования – 8 419,8 млн. тенге.

Модернизация агрегатов Шардаринской ГЭС приведет к увеличению энергетических показателей ГЭС, повышению надежности их эксплуатации и снижению уровня риска аварийности.

Так как рассматриваемая ГЭС эксплуатируется в течение более 48 лет, что означает полный моральный и физический износ основного и вспомогательного оборудования, финансовая эффективность рассчитана на полный энергетический эффект ГЭС после модернизации.

Показатели ГЭС до и после модернизации представлены в таблице 12.

Таблица 12

Показатели ГЭС

№ п/п	Наименование	До модернизации	После модернизации
1	Установленная мощность, МВт	100	126
2	Выработка электроэнергии, ГВтч	426	537
3	Расчетный напор, м	15,8	17,8

Затраты на модернизацию ГЭС составили по сметному расчету 25 306,78 млн. тенге, включая НДС, в текущих ценах 2015÷2017 годов.

Финансирование модернизации планируется за счет собственных и заемных средств ЕБРР в соотношении 30:70 со ставкой кредитования 11 %. Заемные средства составляют 17 714,7 млн. тенге, собственные – 7 592,0 млн. тенге.

В задачу настоящего ТЭО входит определение расчетного тарифа на электроэнергию на период модернизации и возврата заемных средств.

Проведенный финансовый анализ модернизации Шардаринской ГЭС показал эффективность реализации проекта при расчетном тарифе на электроэнергию

10,4 тенге/кВтч без НДС на период модернизации и возврата кредита (с 2016 года по 2028 год).

Показатели эффективности представлены в таблице 13.

Таблица 13

Показатели эффективности

Наименование	Показатели	
Вид капитала	Полный	Собственный
Ставка дисконта, %	9,94	12,6
Чистый дисконтированный доход, млн. тенге (NPV)	2 221,6	668,5
Внутренняя норма прибыли (IRR), %	11,76	14,11
Дисконтированный срок окупаемости, лет*	15/12	19/16

*от начала реализации/от начала эксплуатации

Проведенный анализ чувствительности показывает, что самые высокие риски лежат в уменьшении дохода за счет уменьшения сбыта электроэнергии, что может привести к неспособности выполнения кредитных обязательств.

Проверка эффективности модернизации Шардаринской ГЭС проведена на деятельности предприятия в целом. Результаты показывают, что при расчетном тарифе 10,4 тенге/кВтч и выполнении заложенных в расчетах условий, полученного дохода будет достаточно для выполнения обязательств перед поставщиком и перед банком.

6.12 Социальный раздел

Шардаринский гидроузел был построен более 50 лет назад и стал неотъемлемой частью инфраструктуры данного района. Этому способствовало комплексное назначение гидроузла, одним из главных направлений которого является использование созданного водохранилища для орошения ценных сельскохозяйственных земель, расположенных вдоль берегов среднего и нижнего течения реки.

Интенсивное развитие экономики Казахстана и улучшение социальных условий проживания населения обуславливает рост потребления электроэнергии. Проблема нехватки электроэнергии особо остро стоит на юге Республики. Реконструкция Шардаринской ГЭС с модернизацией гидросилового оборудования может внести свой вклад для покрытия растущего дефицита электроэнергии в этом районе и способствовать социально-культурному развитию населения.

Учитывая тот факт, что в данном проекте рассматривается лишь реконструкция давно существующего объекта, влияние его на демографические характеристики населения маловероятно.

Настоящий проект обосновывает целесообразность замены оборудования, полностью выработавшего свой технический ресурс, и установки на Шардаринской ГЭС новых гидроагрегатов. Эти работы не потребуют привлечения дополнительных трудовых ресурсов. Монтаж и демонтаж оборудования будет выполняться специалистами и рабочими СГЭМа. Это позволит реально обеспечить потребность в трудовых ресурсах соответствующей квалификации. Большой опыт работы специалистов этой организации гарантирует охрану труда и технику безопасности при проведении соответствующих работ.

Работы по замене оборудования на Шардаринской ГЭС не внесут изменений в жилищно-бытовые и социальные условия жизни населения, проживающего в районе рассматриваемого объекта.

Инициация проекта модернизации оборудования Шардаринской ГЭС связана с тем, что оборудование морально и технически устарело и выработало свой ресурс.

При дальнейшей эксплуатации ГЭС без модернизации оборудования возможен аварийный непрогнозируемый выход агрегатов из эксплуатации, создание чрезвычайной ситуации, ведущей к остановке ГЭС, ее консервации и, в конечном итоге, к массовому увольнению ее сотрудников.

В АО «Шардаринская ГЭС» по штатному расписанию числятся 158 работников (из них 156 человек – работники основной деятельности, 2 человека работники столовой). Фактическая численность работающих по состоянию на 1 февраля 2015 года составляет 157 человек, из них 2 работника столовой. Штатное расписание работников на 158 человек согласовано с единственным акционером – АО «Самрук-Энерго» и утверждено председателем правления АО «Шардаринская ГЭС».

Проект модернизации оборудования «АО Шардаринская ГЭС» не предусматривает увеличение или сокращение количества работающих на ГЭС.

Более того, удлинение срока службы ГЭС за счет модернизации оборудования положительно повлияет на занятость населения.

По сути, Шардаринская ГЭС служит градообразующим предприятием, часть населения города Шардара в той или иной мере связана с функционированием ГЭС. Исходя из этого, намечаемая реконструкция ГЭС и сохранение в перспективе рабочих мест необходимо расценивать как безусловно положительный социальный аспект.

В настоящее время АО «Шардаринская ГЭС» уделяет особое внимание работе с кадрами. Работники имеют возможность для повышения своего образовательного уровня и деловой квалификации.

С начала работ по реконструкции станции вся существующая система работы с кадрами не претерпит существенных изменений, а по отдельным позициям, связанным с переподготовкой рабочих и специалистов даже усилится. Это вызвано в первую очередь освоением новой техники и современным подходом к организации эксплуатации основного и вспомогательного гидроэнергетического оборудования. Затраты на проведение этих мероприятий учтены в оценке необходимых объемов инвестиций в реконструкцию объекта.

При проведении реконструкции Шардаринской ГЭС и замене гидроэнергетического оборудования предполагается не только безусловное сохранение существующих рабочих мест, но и улучшение условий труда и безопасности работников. Эти обстоятельства не создают предпосылок для возникновения даже минимальных социальных рисков.

Анализ основных факторов социальных рисков (риск потери рабочего места, риск ухудшения сформировавшихся условий жизни, риск потери средств существования, риск возможного переезда, связанный с потерей работы, риск связанный с заботой о новом поколении и т.п) позволяет сделать вывод, что намечаемая модернизация оборудования Шардаринской ГЭС в принципе исключает их возникновение и будет способствовать большей стабилизации социальной обстановки в г. Шардара.

7 ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка принятых решений

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, разработчиком ТЭО установлен I (повышенный) уровень ответственности, технически сложный объект.

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

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям Филиала РГП «Госэкспертиза» в г. Алматы, в технико-экономическое обоснование «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС». Корректировка, внесены следующие изменения и дополнения, с учетом рассмотренного ранее технико-экономического обоснования «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС» (договор № 267 от 5 июня 2015 года):

Общие замечания

1) Уточнен номер акта на землю.

2) Представлен приказ о создании комиссии по составлению дефектного акта для объекта «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС».

3) Представлено заключение государственной экологической экспертизы на технико-экономическое обоснование «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС» № KZ93VDC00027497 от 6 октября 2014 года, выданное ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Южно-Казахстанской области».

4) Представлено архитектурно-планировочное задание на объект: «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС».

5) Представлено кредитное соглашение от 24 августа 2012 года между АО «Шардаринская ГЭС» - акционерным обществом и Европейским банком реконструкции и развития

6) В ТЭО включен раздел – мониторинг строительных конструкций, согласно приложению 1 СНиП РК 3.02-05-2010.

7) Представлено письмо АО «Шардаринская гидроэлектростанция» - работы по переносу открытого распределительного устройства (ОРУ-110 кВ) на комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ-110) и замену оборудования ОРУ-110 кВ на КРУЭ-110 в рассматриваемом ТЭО не включены, от 16 июня 20015 года № 712.

Архитектурно-строительные решения

8) Указано месторасположение операторной, указаны ее размеры в плане и конструкции.

9) Указаны конструкции покрытия пристройки.

10) В пояснительной записке указано, что замена кровли выполняется по всему зданию.

11) В пояснительной записке указана отделка всех помещений.

12) Указано покрытие пола коридора турбины.

Технологические решения

13) Выработка электроэнергии и расчеты мощности рассмотрены в увязке с прогнозными уровнями воды в водохранилище на весь период эксплуатации.

14) Размерность параметров полезной емкости водохранилища Шардаринской ГЭС приведена в соответствие.

15) В графической части откорректированы величины расходов, соответствующих различным отметкам (229,80 м и 232,50 м).

16) В графической части приведен уровень воды в нижнем бьефе соответствующий среднемноголетнему приточному расходу за период в 20 лет (1987-2006 годы) – 626 м^3/с.

17) Идентифицирован по обеспеченности расход Q=1500 м^3/с.

18) Дано обоснование показателей ГЭС до и после замены оборудования.

Электротехнические решения

19) На всех представленных схемах указана стадия разработки - ТЭО.

20) Исключено описание объемов ранее выполненных работ, которые не должны учитываться в ТЭО.

21) Представлены технические характеристики дизель-генератора.

Сметная документация

22) Откорректирована сметная документация согласно приказу Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан № 355-нк от 26 октября 2015 года «Об утверждении нормативно-технических документов сметно-нормативной базы - 2001», вводящим в действие «Сборник сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции СН РК 8.02-04-2002 Изменения и дополнения. Выпуск 23», «Сборники сметных норм и расценок на строительные, ремонтно-строительные, сборник сметных норм и расценок на эксплуатацию строительных машин (СН РК 8.02-02-2002, СН РК 8.02-05-2002, СН РК 8.02-03-2002). Изменения и дополнения. Выпуск 16» (редакция 5.4.3 программного комплекса АВС-4)

23) Учтены затраты на экспертизу скорректированного ТЭО согласно расчету.

24) Представлено письмо заказчика о дате начала строительства – июль 2015 года.

25) Сметная документация дополнена расчетом норм заделов согласно СНиП РК 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» по годам строительства с учетом даты начала строительства, определенной по справке заказчика.

26) Исключены пусконаладочные работы, как не входящие в стоимость строительства.

27) Стоимость материалов и оборудования принята по данным нормативной базы 2001 года.

28) Стоимость материалов и оборудования, отсутствующих в нормативной базе 2001 года определена по данным прайс-листов, утвержденных заказчиком.

29) Откорректирована стоимость системы управления вспомогательным оборудованием станции согласно данным перечня стоимости оборудования, утвержденного заказчиком.

Финансово-экономический раздел

30) Откорректированы финансово-экономические показатели.

31) Приведена таблица денежных потоков.

Основные технико-экономические показатели по ТЭО представлены в таблице 14.

Таблица 14

Основные технико-экономические показатели по ТЭО

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		+увеличение -снижение
			Заявленные	Рекомендуемые к утверждению	
1	Мощность предприятия	МВт	126	126	-

2	Количество агрегатов	шт.	4	4	-
3	Общая численность работающих, в том числе рабочих	человек	158 156	158 156	-
4	Общая расчетная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года	млн. тенге	7 821,99	7 769,78	-52,21
	в том числе:				
	строительно-монтажные работы	млн. тенге	532,82	530,71	-2,11
	оборудование	млн. тенге	7 281,80	7 231,73	-50,07
	прочие	млн. тенге	7,37	7,34	-0,03
5	Общая расчетная стоимость строительства в текущем (прогнозном) уровне цен 2015-2017 годов	млн. тенге	25 480,13	25 306,78	-173,35
	в том числе:				
	строительно-монтажные работы	млн. тенге	1 474,70	1 468,88	-5,82
	оборудование	млн. тенге	20 154,10	20 015,52	-138,58
	прочие	млн. тенге	3 851,33	3 822,38	-28,95
В том числе расчетная стоимость строительства по годам:					
5.1	в текущем уровне цен 2015 года с МРП 1 982 тенге	млн. тенге	4 692,25	4 662,51	-29,74
5.2	в прогнозном уровне цен 2016 года с МРП 2 121 тенге	млн. тенге	11 537,43	11 455,55	-81,88
5.3	в прогнозном уровне цен 2017 года с МРП 2 269 тенге	млн. тенге	9 250,45	9 188,72	-61,73
6	Стоимость основных производственных фондов	млн. тенге	22 750,12	22 595,33	-154,79
7	Удельные капитальные вложения - на 1 кВтч выработки электроэнергии	тенге/кВтч	47,40	47,13	-0,27
8	Чистый дисконтированный доход	млн. тенге	556,2	668,5	112,3
9	Внутренняя норма доходности	%	13,84	14,11	0,27
10	Дисконтированный срок окупаемости	лет	19	19	-
11	Простой срок окупаемости	лет	10	10	-
12	Нормативная продолжительность строительства	мес.	30	30	-

В результате экспертизы:

улучшено качество документации по ТЭО;

объемы работ приведены в соответствие с проектными решениями;

общая расчетная стоимость строительства в текущем уровне цен 2015 года, в прогнозном уровне цен 2016-2017 годов снижена на 173,35 млн. тенге.

Сравнение стоимостных показателей по ранее утвержденному и рассмотренному ТЭО приведено в Таблице 15.

Таблица 15

Сравнительная таблица

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		+увеличение -снижение
			По ранее утвержденному заключению от 26 июня 2015 года № 02-0341/15	Рекомендуемые к утверждению	
1	Общая расчётная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года	млн. тенге	5 299,37	7 769,78	+2 470,41
	в том числе:				
	строительно-монтажные работы	млн. тенге	520,76	530,71	+9,95
	оборудование	млн. тенге	4 771,41	7 231,73	+2 460,32
	прочие затраты	млн. тенге	7,20	7,34	+0,14
2	Общая расчётная стоимость строительства в текущем (прогнозном) уровне цен 2015-2017 годов	млн. тенге	17 425,93	25 306,78	+7 880,85
	в том числе:				
	строительно-монтажные работы	млн. тенге	1 441,32	1 468,88	+27,56
	оборудование	млн. тенге	13 206,00	20 015,52	+6 809,52
	прочие затраты	млн. тенге	2 778,61	3 822,38	+1 043,77
3	Нормативная продолжительность строительства	мес.	30	30	-

Изменение общей расчетной стоимости строительства, откорректированного ТЭО «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС» в текущем уровне цен 2015 года, в прогнозном уровне цен 2016-2017 годов по сравнению с утвержденным ТЭО, произошло в связи с корректировкой курса евро по данным Нацбанка РК на 17 сентября 2015 года согласно технического задания на корректировку ТЭО.

8 ВЫВОДЫ

8.1 С учетом внесенных изменений и дополнений, технико-экономическое обоснование «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС». Корректировка, соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения со следующими основными технико-экономическими показателями:

Мощность предприятия - 126 МВт.
Количество агрегатов - 4 шт.
Общая численность работающих - 158 человек,
в том числе рабочих - 156 человек.
Общая расчетная стоимость строительства
в базовых ценах 2001 года - 7 769,78 млн. тенге;

в том числе:
строительно-монтажные работы - 530,71 млн. тенге;
оборудование - 7 231,73 млн. тенге;
прочие - 7,34 млн. тенге.
Общая расчетная стоимость строительства
в текущем уровне цен 2015 г., в
прогнозном уровне цен 2016-2017 гг. - 25 306,78 млн. тенге;
в том числе:
строительно-монтажные работы - 1 468,88 млн. тенге;
оборудование - 20 015,52 млн. тенге;
прочие - 3 822,38 млн. тенге.
Нормативная продолжительность строительства - 30 мес.

8.2 Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована АО «Шардаринская гидроэлектростанция» в соответствии с условиями договора от 20 ноября 2015 года № 02-0745.

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

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

8.5 С выходом настоящего заключения, ранее выданное Филиалом РГП «Госэкспертиза» в г. Алматы заключение № 02-0341/15 от 26 июня 2015 года по технико-экономическому обоснованию «Модернизация гидроагрегатов, вспомогательного оборудования, системы управления, релейной защиты и автоматики Шардаринской ГЭС», считать утратившим силу.

8 ТҰЖЫРЫМДАР

8.1 Енгізілген өзгерістері мен толықтырулары ескерілген «Шардара ГЭС гидроагрегаттарын, қосалқы жабдықтарын, басқару жүйесін, релелі қорғаныс пен автоматикасын жаңғырту». Түзету техника-экономикалық негіздемесі Қазақстан Республикасындағы қолданылымдағы мемлекеттік нормативтер талаптарына сәйкес келеді және келесі негізгі техника-экономикалық көрсеткіштерімен белгіленген тәртібі бойынша бекітілуге ұсынылады:

Кәсіпорын қуаттылығы - 126 МВт.
Агрегаттар саны - 4 дана.
Жұмыс істейтіндердің жалпы саны - 158 адам,
оның ішінде жұмысшылар - 156 адам.
2001 жылғы базалық бағамен алынған
құрылыстың жалпы есептік құны - 7 769,78 млн. теңге;
соның ішінде:
құрылыс-монтаж жұмыстары - 530,71 млн. теңге;
жабдықтар - 7 231,73 млн. теңге;
басқа шығындар - 7,34 млн. теңге.
2015 жылғы ағымдағы деңгейдегі бағамен,
2016-2017 жылдардағы болжамды бағамен
алынған құрылыстың жалпы есептік құны - 25 306,78 млн. теңге;
соның ішінде:

құрылыс-монтаж жұмыстары	- 1 468,88 млн. теңге;
жабдықтар	- 20 015,52 млн. теңге;
басқа шығындар	- 3 822,38 млн. теңге.
Құрылыстың нормативті ұзақтылығы	- 30 ай.

8.2 Осы сараптамалық қорытынды 2015 жылғы 20 қарашадағы № 02-0745 шарттағы ережелерге сәйкес, дұрыстығы «Шардара су электр станциясы» АҚ кепілденген және тапсырысшымен бекітілген жобалауға арналған бастапқы материалдарды (деректерді) есепке ала отырып орындалды.

8.3 Тапсырыс беруші жобаалу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдарын және құралымдарын барынша көбірек пайдалансын.

8.4 Тапсырыс беруші жобалау ұйымынан техника-экономикалық негіздемесі бойынша құжаттаманы қабылдап алу кезінде оның осы сараптау қорытындысына сәйкестігін тексерсін.

8.5 Осы қорытындының шығуымен «Мемсараптама» РМК Алматы қаласындағы филиалымен 2015 жылғы 26 маусымда берілген ««Шардара ГЭС гидроагрегаттарын, қосалқы жабдықтарын, басқару жүйесін, релелі қорғаныс пен автоматикасын жаңғырту». техника-экономикалық негіздемесі бойынша берілген № 02-0341/15 қорытындының күші жойылды деп танылсын.

Курмангалиев М.Б.

И.о. начальника производственного отдела

Туганбаев Б.С.

Заместитель директора

Зинковская Н.Е.

Эксперт

Инсанбаева М.М.

Эксперт

Манапбаева Л.Б.

Руководитель группы

Алибекова Н.Я.

Ведущий специалист