

УТВЕРЖДАЮ:

Директор
АО «МГЭС» Гришак Д.В.

_____ /

« _____ » _____ 2019 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Проведение комплексного, многофакторного исследования гидротехнических сооружений с оценкой их прочности, устойчивости и эксплуатационной надежности Мамаканской ГЭС

1. Основание для выполнения работы:

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;
- Обращение Заказчика.

2. Местоположение объекта:

Иркутская область, Бодайбинский район, пос. Мамакан, ул. Гидростроителей 2.

3. Цель работы:

Проведение исследований и изысканий, необходимых для обеспечения продления срока эксплуатации Мамаканской ГЭС.

4. Стадия проектирования:

Проведение инженерных изысканий и обследований в целях разработки проекта комплексной реконструкции.

5. Техническая характеристика гидроузла и входящих в его состав сооружений:

а) Компоновка гидроузла.

В состав основных сооружений гидроузла входят: левобережная бетонная глухая плотина, правобережная бетонная глухая плотина, щитовая стенка, водосливная плотина, зданий гидростанции и отводящий канал.

Класс сооружения – III.

Общая длина напорного фронта сооружений составляет 346,65м, из них левобережная глухая плотина 121,75м, щитовая стенка 58,0м, водосливная плотина 135,50м, правобережная глухая плотина 31,40м. Здание ГЭС приплотинного типа 76,8м, в создании напорного фронта верхнего бьефа не участвует.

По гребню глухих частей и железобетонным балкам, расположенным со стороны нижнего бьефа, на бычках водосливной плотины и щитовой стенки устроен автодорожный служебный мост. Со стороны верхнего бьефа по гребню щитовой стенки, бычкам водосливной плотины и секциям №№ 6,7 и 8 глухой левобережной плотины, проложены подкрановый путь и пешеходный мостик.

Здание гидроэлектростанции состоит из 4-х блоков агрегатов и секции монтажной площадки. Длина здания – 76,8м, ширина – 11,5м.

Между зданием ГЭС и плотиной расположен служебный корпус.

К монтажной площадке здания ГЭС и служебному корпусу устроены автодорожные подъезды.

Гидроузел связан с причалом на реке Витим автодорогой, протяженностью 3,0 км.

б) Плотина.

Бетонная плотина является плотиной гравитационного типа с расширенными швами. Плотина имеет треугольный профиль с наклоном низовой грани 1: 0,75 и верховой грани 1: 0,05.

Максимальная высота плотины от подошвы до гребня 57,5 м, наибольшая ширина по основанию 48,0 м. Отметка гребня плотины 283,0 м.

По напорному фронту плотина разделена температурными швами на 23 секции длиной до 15,0 м на водосливных и глухих частях и 14,5 м на участке щитовой стенки.

Левобережная глухая часть плотины состоит из 8 секций, щитовая стенка из 4-х секций, водосливная из 9 секций и правобережная глухая часть их 2-х секций.

В средней части – на участке секций 5-22 – плотина имеет расширенные швы шириной 6,0 м. Поэтому в плане горизонтальные сечения секций плотины представляют собой двутавровое сечение с толщиной стенки (по контрофорсу) – 9 м и шириной верховой планки равной ширине секции.

В теле плотины устроены 5 галерей. Галерея 1, устроенная с целью улучшения напряженного состояния в основании плотины, расположена непосредственно в основании на расстоянии 3,35 м от оси створа. Эта галерея является одновременно ленточной дренажной и соединяет полости между собой. Галереи 2, 3, 4, 5, расположенные на отметках соответственно 240,00 м, 246,00 м, 256,00 м, 279,00 м предназначены для инспекционного осмотра плотины, размещения контрольно-измерительной аппаратуры, сбора фильтрационных вод, а также, для возможности восстановления, в случае необходимости, цементационной завесы и дренажа. Сообщение между галереями осуществляется переходами и мостами.

Для предотвращения промерзания тела и основания плотины, обеспечения нормальной работы дренажных устройств, в плотине выполнен искусственный обогрев полостей расширенных швов путем подачи в них горячей воды, забираемой от системы охлаждения генераторов, и с помощью установленных электропечей.

Противофильтрационные устройства плотины состоят из цементационной завесы, системы дренажных устройств, уплотнений температурных и строительных швов, гидроизоляции напорной грани. Профильтрованная вода по галереям собирается в полостях расширенных швов и отводится в нижний бьеф через дренажный выпуск устроенный в секции № 15.

Водосливная плотина разбита бычками на 8 пролетов. Толщина бычков 3,0 м, ширина пролетов в свету 12 м. Профиль плотины представляет собой водослив практического профиля и очерчен по координатам Кригера-Офицера при расчетном напоре 6,0 м. Отметка гребня водослива 274,00 м. Низовая грань плотины выполнена с прямой вставкой, соединяющей оголовок плотины с разрезным носком. Носок очерчен по окружности радиусом 9,0 м и в выходной прямоугольной части имеет наклон к горизонту прорезей 15 градусов и выступов – 30 градусов. В конструктивном отношении носок представляет собой плиту, заделанную в массив водослива и опертую на бычки. Для уменьшения температурно-усадочных напряжений в плите и бычках в полости опирания носка на бычки устроен скользящий шов, предоставляющий плите носка свободу деформаций.

Сопряжение сбрасываемого через водослив потока с нижним бьефом осуществляется свободным отбросом струи. По данным гидравлических исследований глубина воронки размыва русла реки составит 7,3 метра, удаление середины воронки размыва от низовой грани плотины – 60 метров.

Отверстия плотины перекрыты сегментными затворами размером 6,0 x 12,0 метров. Маневрирование затворами осуществляется стационарными электрическими лебедками г/п 60,0 тонн, расположенными на бычках. Обслуживание механизмов и затворов плотины, в случае их ремонта, производится козловым электрическим краном г/п 2 x 20/5 тонн.

Щитовая стенка, являясь элементом плотины, совмещает функции водонапорного сооружения и водоприемника гидроэлектростанции.

Водоприемник имеет 4 водозабора ГЭС – по одному на турбину. Перед входными отверстиями водозабора, по всему фронту водоприемника, устроены стационарные

сороудерживающие решетки, вынесенные на консолях в сторону верхнего бьефа. Верх решеток заглублен под уровень мертвого объема на 3,0 метра. Ввиду малой засоренности реки, низких скоростей на решетках, а также их глубокого расположения, специальных устройств для их очистки и обогрева проектом не предусмотрено.

Входные отверстия водозабора оборудованы двумя рядами пазов для размещения ремонтного и аварийно-ремонтного затворов. На участке расположения аварийно-ремонтных затворов прямоугольное сечение водоводов плавно сопрягается с наклонным металлическим напорным трубопроводом диаметром 4,0 метра. В бетонном массиве гребня устроены помещения для гидropодъемников и маслonaпорной установки с отметкой пола соответственно 281,50 и 277,00 метра. Помещения гидropодъемников перекрыты съёмными утепленными железобетонными плитами.

В низовой части щитовой стенки на отметке 235,00 метра расположены кабельный коридор и помещение закрытого распреустройства. Перекрытия этих помещений служат площадкой для размещения главных трансформаторов.

На отметке 247,60 м. низовой грани устроен служебный переход к разрядникам и на носок водосливной плотины.

В месте температурно-усадочного шва между зданием ГЭС и щитовой стенкой на напорном металлическом трубопроводе устроен компенсатор тарельчатого типа. Компенсатор расположен в замкнутом помещении шириной 2,0 метра.

Водоприемник щитовой стенки оборудован 4-мя аварийно-ремонтными затворами 4,0 x 7,0 – 29,5 м, одним ремонтным затвором 6,0 x 10,0 – 30,0 м, сороудерживающими решетками, гидropодъемниками г/п 80 тонн и козловым электрическим краном г/п 2 x 20/6,3 т. Для выравнивания уровней с верховой и низовой сторон аварийно-ремонтного затвора перед его подъемом устроены перепуски.

Глухие бетонные плотины. Секции №1, 2, 3, 4 левобережной плотины и № 23 правобережной, ввиду их малой высоты выполнены по типу массивных бетонных гравитационных плотин без расширенных швов. Расширенные швы выполнены только между высокими секциями №№ 5, 6, 7 и 8 глухой левобережной плотины. В массиве гребня секций № 8 и 7 устроены помещения для хранения щитов и захватных балок ремонтного затвора водоприемника щитовой стенки. В полостях расширенных швов между секциями 5-6, 6-7 и 7-8 размещены помещения маслохозяйства.

в) Здание гидроэлектростанции.

Здание ГЭС состоит из массивной подводной части – четырех агрегатных блоков и блока монтажной площадки и полногабаритного верхнего строения. Размеры блоков: 1-го турбинного блока – 17,02 м, 2-го и 3-го по 14,50 м, 4-го – 15,68 метра и монтажной площадки – 14,60 м.

Мощность гидроэлектростанции 86,0 МВт: 4 агрегата по 21,5 МВт. Расчетный напор ГЭС – 45,0 метров. Тип турбины - ПЛ 642 – ВМ - 300. Диаметр рабочего колеса – 3,0 м. Генератор ВГС – 525/125 – 28.

Проточная часть турбины ГЭС: напорный трубопровод, спиральная камера и колено отсасывающей трубы выполнена металлической, расширяющаяся часть отсасывающей трубы (диффузор)- бетонной. Диффузор разделен промежуточным бычком на отверстия пролетом 4,0 м, высотой 3,25 м (на выходе).

Со стороны нижнего бьефа подводная часть ГЭС заканчивается бычками, в боковых гранях которых расположены пазы ремонтных затворов отсасывающих труб. По верху бычков на отм. 242,00 м проложен служебный мост.

Между блоками агрегатов в массиве подводной части расположены два колодца: для сброса и откачки дренажных вод между агрегатами №3 и №4 и для опорожнения отсасывающих труб и спиральных камер между агрегатами №2 и №3.

В целях взаимозаменяемости в случае аварии оба колодца соединены между собой трубами. Отметка верха подводного массива в пределах агрегатов – 235,00 м. Отметка пола машинного зала и монтажной площадки – 239,10 м.

Машинный зал ГЭС вместе с монтажной площадкой со стороны нижнего бьефа (НБ) огражден напорной стенкой, являющейся продолжением подводного массива до отм. 246,50 м. Со стороны водосливной плотины торцевая напорная стена поднята до отм. 259,15 м. Монолитное железобетонное перекрытие пола машинного зала – обычного ребристого типа. Общая длина машинного зала между торцевыми стенами 72,70 м, ширина – 11,20 м, высота – 11,52 м.

Конструкция верхнего строения ГЭС каркасного типа из сборного железобетона. Теплоизоляционный слой кровельного покрытия – пенобетон, толщиной 15 см, гидроизоляция – три слоя рубероида по битумной мастике. Кровля из металлического профлиста по деревянным фермам. Стеновое заполнение каркаса – сборное из утепленных железобетонных панелей, утеплитель - пенобетон.

Монтажная площадка выполнена непосредственно на скальном основании, что практически не ограничивает веса собираемых на площадке узлов оборудования.

Для въезда на монтажную площадку и для выкатки трансформаторов к месту их установки в её стенах со стороны верхнего и нижнего бьефа имеются проёмы. Со стороны НБ проём перекрывается металлическими герметическими воротами, с ВБ – обычными деревянными. Машинный зал и монтажная площадка обслуживается мостовым краном г/п 100/20 т. Со стороны НБ на консолях смонтирован тельфер для маневрирования ремонтными затворами отсасывающей трубы. Главный щит управления и маслонапорные установки размещены в машинном зале. Вспомогательное гидротурбинное и генераторное оборудование размещено в турбинном помещении на отм. 235,00 м.

г) Отводящий канал.

Отводящий канал от здания гидроэлектростанции проходит по склону левого берега.

Длина канала вместе с сопрягающим участком – 221,0 м, отметка дна – 232,0 м, ширина по дну – 30,0 м.

Для защиты от заноса продуктами размыва канал ограждён от НБ водосливной плотины отдельной стенкой. На переходном участке на длине 70,0 м стенка выполнена бетонной, на остальном – ряжевой, с загрузкой камнем. Отметка гребня бетонной стенки 240,0 м, ряжевой 239,0 м.

Левобережной откос отводящего канала подсекает скальные и мягкие грунты. Заложение откосов канала принято: в зоне здоровой скалы 3: 1, в выветренной зоне 1: 1, в мягких грунтах 1: 2 с частичным креплением и каменной наброской слоем 0,5 м по гравийно - галечной подготовке толщиной 0,15 м. Скальный откос канала в примыкании к зданию ГЭС на участке 26,5 м облицован бетоном.

Основные показатели и расчетные величины сооружений гидроузла.

Установленная мощность ГЭС	86,0 МВт
Количество агрегатов, мощность одного агрегата	4 x 21,5 МВт
Среднемноголетняя выработка электроэнергии	371,0 млн. кВт*час.
Напряжение на выходе (на шинах ОРУ)	110 кВ
Количество отходящих линий	4 шт.
Максимальный напор	46,5 м.

Нормальный подпорный уровень	280,00 м.
Форсированный подпорный уровень (обеспеч.0.5%)	281,50 м
Уровень мертвого объема	268,00 м.
Полезная емкость водохранилища	105,2 млн.м ³
Минимальный уровень НВ	233,4 м
Максимальный уровень НВ (обеспеч. 2%)	241,25 м
То же обеспеч. 0.5%	245,80 м
Расчетный (обеспеч. 2%) удельный расход на носке водослива	28,0 м ³ /сек
Гашение энергии воды производится свободным отбросом струи на расстояние около 60м от низовой грани плотины с помощью носка расщепителя	
Ожидаемая глубина воронки размыва	7,3 м
Расход через турбину при расчетном напоре Н= 45м	55,0 м ³ /сек
Диаметр рабочего колеса турбины	3 м
Отм. оси поворота лопастей рабочего колеса	230,0 м
Длина плотины по гребню	346,65 м
Длина водосливного фронта	96 м
Максимальная высота от подошвы плотины до гребня	57,0 м
Отметка гребня плотины	283,00 м
Ширина проезжей части служебного автодорожного моста	3,6 м
Глубина цементационной завесы	45,0 м
Глубина дренажной завесы	20,0 м
Отметка гребня водослива	274,00 м
Давление льда на бычки водосливной плотины, щитовую стенку и глухие плотины	45 т/п.м.

6. Виды работ

6.1 Комплексное исследование водно-энергетических режимов гидроузла Мамаканская ГЭС, учитывая фактическую работу ГЭС в энергосистеме.

6.2 Комплексное обследование и оценка технического состояния оборудования Мамаканской ГЭС.

6.3 Оценка объема капитальных ремонтов, модернизации и замены.

6.4 Комплексное экспресс-обследование и оценка технического состояния ГТС.

6.5 Исследование воздействия ГЭС на окружающую среду.

6.6 Оценка состояния подводной части сооружений на основе результатов проведенного подводно-технического обследования.

7. Этапность выполнения работ.

Работа выполняется поэтапно.

8. Состав работ.

8.1 Комплексное обследование водно-энергетических режимов гидроузла Мамаканская ГЭС. В ходе обследования должно быть выполнено:

-анализ современной водохозяйственной обстановки и состояния сооружений Мамаканская ГЭС включая сбор, обработку и анализ информации по современным и перспективным требованиям участников водохозяйственных отношений в районах влияния ГЭС, ограничениям, связанным с техническим состоянием сооружений ГЭС и охранной зоны гидроузла и экологическими требованиями;

-сбор, обработка и анализ информации по производству и потреблению электроэнергии, электрических сетей в Сибирском регионе;

- уточнение пропускной способности водопроводящих сооружений;

-сбор и анализ данных по фактическому использованию воды, водно-энергетическим режимам, водные балансы и лимиты с начала эксплуатации ГЭС;

-определение среднесезонных водно-энергетических показателей различной обеспеченности по году, кварталам и месяцам;

-уточнение основных параметров сооружений и режима использования водных ресурсов в части обеспечения оптимального и безопасного режима использования водных ресурсов Мамаканского водохранилища и обеспечения безопасности гидротехнических сооружений;

-обоснование оптимальной с точки зрения выработки электроэнергии схемы и параметров основного оборудования; водно-энергетические показатели, режимы использования водных ресурсов и основные параметры сооружений и оборудования должны определяться с учетом текущей и перспективной водохозяйственной обстановки, и энергоданса региона.

8.2 Комплексное обследования и оценка технического состояния оборудования ГЭС. Оценка объема капитальных ремонтов, модернизации и замены. Обследование и оценка технического состояния оборудования должны включать в себя:

-осмотр и обследование состояния оборудования и его вспомогательных систем, обследование условий и особенностей эксплуатации оборудования и его вспомогательных систем с целью возможного выявления причин, ограничивающих длительность срока службы и нормального функционирования их основных конструктивных узлов;

-обследование опорных частей и фундаментов оборудования; сведения о проводившихся обследованиях и ремонтах закладных и фундаментов;

-анализ документации: паспорт оборудования, выписки из оперативных журналов (с момента ввода в эксплуатацию) по нагрузкам; возникавшим перегрузкам (дата, причина и величина); температурным режимам; давление масла в маслonaполненной аппаратуре; акты, отображающие объем и периодичность проведенных ремонтов; протоколы проверок и испытаний в процессе эксплуатации (с момента ввода в эксплуатацию);

- оценка соответствия оборудования стандартам организации.

8.3 Обследованию подвергается следующее оборудование:

8.3.1 Энергетическое оборудование

8.3.1.1 Гидротурбина.

Состав работ по обследованию гидротурбинного оборудования и систем включает в себя изучение и анализ имеющейся технической документации на основное оборудование, включая системы регулирования гидротурбины и термо- и виброконтроля турбины.

Рассмотрению подлежат следующие материалы:

– основные технические данные по гидротурбинному оборудованию,
– эксплуатационная документация (паспорта и инструкции по эксплуатации гидротурбины);

– сведения об эксплуатации и ремонтах гидротурбинного оборудования,

- сведения о техническом перевооружении, реконструкциях и перемаркировании, оборудования, их причинах и результатах,
- данные о проведении визуальных обследований, результаты контроля металла узлов гидротурбины,
- заключения о продлении срока эксплуатации гидротурбины.

По результатам обследования должны быть сделаны выводы и рекомендации по работоспособности гидротурбинного оборудования и о необходимости его замены (техпереворужения, реконструкции).

8.3.1.2 Гидрогенератор.

Состав гидрогенераторного оборудования, технологических систем и вспомогательного оборудования, определяются нормами и требованиями стандарта организации СТО 17330282.27.140.19-2008 «Гидрогенераторы. Условия поставки. Нормы и требования».

В состав входит в том числе релейная защита и автоматика, система возбуждения, система термо- и вибро-контроля генератора, и система контроля изоляции статора под рабочим напряжением (АСМГА).

8.5.2 Оборудование системы выдачи электроэнергии.

Состав электротехнического оборудования и его параметры определяются главной электрической схемой.

В состав входит в том числе:

- силовой трансформатор;
- система охлаждения трансформатора;
- релейная защита и автоматика трансформатора;
- системы мониторинга трансформатора;
- электрооборудование РУ;
- устройства РЗА РУ;
- устройства сигнализации состояния электрооборудования РУ;
- система оперативного постоянного тока РУ.

Общестанционное электротехническое оборудование, средства связи и управления, обеспечивающие: электроснабжение потребителей собственных нужд ГЭС (состав оборудования системы питания собственных нужд определяется нормами и требованиями стандарта организации СТО 17330282.27.140.20-2008 «Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования»);

- наружное и внутреннее освещение;
- сети связи и сигнализации, средства внешней связи, средства внутриобъектной и местной связи, включая громкоговорящую поисковую связь, радиофикацию, пожарную и охранную сигнализацию, телевидение;

-управление технологическим процессом ГЭС (Состав оборудования автоматизированной системы управления технологическими процессами ГЭС определяется СТО 17330282.27.140.010-2008 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования».

8.5.3 Механическое оборудование.

Состав работ по обследованию механического оборудования и систем включает в себя изучение и анализ имеющейся технической документации на оборудование,

Рассмотрению подлежат следующие материалы:

- основные технические данные по механическому оборудованию,
- эксплуатационная документация (паспорта и инструкции по эксплуатации)
- сведения об эксплуатации и ремонтах оборудования,

- данные отчетов специализированных организаций, проводивших испытания или обследования оборудования;
- сведения о техническом перевооружении, реконструкциях и перемаркировании, оборудования, их причинах и результатах,
- заключения о продлении срока эксплуатации механического оборудования.

По результатам обследования должны быть сделаны выводы и рекомендации по работоспособности механического оборудования и о необходимости его замены или реконструкции.

Состав механического оборудования водоприемника, водосливной плотины, здания ГЭС, подлежащего обследованию в том числе:

- аварийно-ремонтные затворы с гидроприводами,
- затворы водосливной плотины,
- ремонтный затвор ВБ.
- затворы НБ,
- сороудерживающие решетки.
- крановое оборудование: машинного зала, верхнего и нижнего бьефа.

Вспомогательное оборудование

Состав работ по обследованию вспомогательного оборудования включает в себя изучение и анализ имеющейся технической документации на оборудование,

Вспомогательное оборудование включает в себя следующие системы:

- откачки воды из проточной части гидротурбин, водосбросов и дренажных вод,
- техническое водоснабжение гидроагрегатов,
- пневматическое хозяйство,
- масляное хозяйство.

Рассмотрению при обследовании подлежат следующие материалы:

- основные технические данные по оборудованию,
- эксплуатационная документация (паспорта и инструкции по эксплуатации);
- сведения об эксплуатации и ремонтах оборудования,
- заключения о работоспособности оборудования.

По результатам обследования должны быть сделаны выводы о работоспособности вспомогательного оборудования и о необходимости его замены.

8.5.4 Противопожарные системы:

- система автоматической пожарной сигнализации;
- система автоматического пожаротушения;
- система противопожарного водоснабжения на ГЭС.

8.5.5 Инженерные системы:

- хозяйственное и питьевое водоснабжение;
- канализация;
- отопление, вентиляция и кондиционирование.

8.6. Комплексное экспресс-обследование и оценка технического состояния ГТС.

- оценка прочности, устойчивости и эксплуатационной надёжности гидротехнических сооружений и основного оборудования на соответствие: требованиям проекта, а также современным действующим нормативным документам;

- анализ выполненных работ по обследованию бетонных конструкций.

Определение мест уточнения фактической прочности бетона на участках, подверженных воздействию динамических нагрузок, фильтрующей воды, минеральных масел, регулярному промораживанию и расположенных в зонах переменного уровня воды со стороны верхнего бьефа неразрушающими методами контроля.

регулярному промораживанию и расположенных в зонах переменного уровня воды со стороны верхнего бьефа неразрушающими методами контроля.

- определение соответствия фактических действующих нагрузок и их сочетаний (основного, особого) действующих на сооружения проектным нагрузкам и требованиям действующих нормативных документов, с учетом пересмотренного сейсмического районирования РФ;

- определение фактического геометрического профиля (по данным исполнительной съемки), и фактических отметок ГТС;

- оценка фактических водопропускных характеристик гидроузлов, оценка изменений гидрологических режимов водотока, условия аккумуляции и пропуска паводковых вод;

- определение эффективности работы и состояния дренажных систем и водоотводящих устройств; определение физико-механических характеристик грунтов, в том числе прочностных и деформационных с оценкой их соответствия величинам, указанным в проекте;

- проведение анализа подводно-технических исследовательских работ в верхнем бьефе и нижнем бьефе выполненные ООО «Грин-Риф» в 2015г с оценкой состояния крепления нижнего бьефа, оценкой состояния механического оборудования, оценкой состояния бетона.

- оценка состояния и надежной работа гидромеханического оборудования гидротехнических сооружений;

- анализ проведенных обследований гидротехнических сооружений и их конструктивных элементов за последние 25 лет. Проведенный анализ используется при оценке состояния ГТС.

8.7. Инженерно-экологические изыскания;

8.8. Исследование воздействия на окружающую среду при проведении комплексной реконструкции ГЭС.

- анализ современного состояния воздействие ГЭС на окружающую среду;

- оценка снижения воздействия ГЭС на окружающую среду.

При разработке мероприятий оценке снижения воздействия ГЭС на окружающей среде необходимо руководствуются Законом «Об охране окружающей среды» от 10.12.2002 № 7-ФЗ; «Водным кодексом РФ», другими нормативными актами по вопросам охраны природных ресурсов.

9. Сроки выполнения работ.

Работы выполняются в срок, в соответствии с графиком выполнения работ разработанным Исполнителем, не позднее «01» декабря 2020г.

в соответствии с календарным планом.

10. Нормативная документация:

– СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ;

– Стандарт организации ПАО «РусГидро» «Гидроэлектростанции. Техническое освидетельствование зданий, сооружений, основного и вспомогательного оборудования, технологических систем. Нормы и требования» (СТО РусГидро 02.03.130-2015);

– СТО 17330282.27.140.001-2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций»;

– СТО 02.03.77-2011 РусГидро «Гидроэлектростанции. Правила продления срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации. Нормы и требования».

11. Исходные данные для работы, выдаваемые Заказчиком.

Эксплуатационная и техническая документация, результаты ранее выполненных обследований по рассматриваемому сооружению, имеющаяся в наличии у Заказчика и необходимая для получения исходных данных для выполнения обследования и освидетельствования вышеуказанного гидротехнического сооружения, выдается по письменному запросу Исполнителя.

12. Требования к Исполнителю.

Исполнитель – специализированная организация:

- должна являться членом официально зарегистрированной в РФ саморегулируемой организации в сфере проектирования и изыскательской деятельности, иметь Свидетельство о допуске её к работам по выполнению инженерных изысканий и работам по обследованию строительных конструкций, зданий и сооружений, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства;

- должна иметь практический положительный опыт проведения работ по комплексному инженерному обследованию, иметь квалифицированных специалистов в области контроля технического состояния гидротехнических сооружений, необходимую нормативно-методическую и материально-техническую базу;

13. Прочие условия.

-Авансирование работ не более 20% от стоимости договора.

-Оплата работ осуществляется поэтапно согласно календарному графику выполнения работ.

-Заказчик обязан обеспечить Исполнителю беспрепятственный доступ к объекту работ в согласованный сторонами период.

-Исполнитель может привлекать субподрядные организации для выполнения специализированных работ.

-Исполнитель обеспечивает в период проведения работ по Договору (при необходимости и во взаимно согласованные сроки) подачу заявок на проведение водолазных работ и работ на акватории (в двухметровой полосе вдоль кордона, обследуемого гидротехнического сооружения).

-Заказчик обеспечивает доступ к проведению фото- и видеосъемки обследуемых конструкций и сооружения в целом.

Согласовано:
Операционный директор

Согласовано:
Главный инженер



Колесников Е.В.

Смирнов А.Е.