

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на работу «Определение основных технических решений по техническому перевооружению
Мамаканской ГЭС с заменой гидроагрегатов»

1. Основание для работы	Настоящее техническое задание
2. Наименование организации Заказчика	Акционерное общество «Мамаканская ГЭС» (АО «Мамаканская ГЭС»). Почтовый адрес: 666911, Иркутская область, Бодайбинский район, п. Мамакан, ул. Красноармейская д.15, тел. 8 (39561) 5-61-22. Электронная почта: info@mamges.ru.
3. Наименование организации Подрядчика	
4. Наименование и местоположение объекта	Мамаканская ГЭС, Иркутская область, Бодайбинский район, пос. Мамакан, ул. Гидростроителей 2.
5. Вид строительства	Техническое перевооружение
6. Стадия проектирования	Внестадийная работа
7. Основные требования, определяющие направленность проектных работ	<p>Вся проектная документация разрабатывается в соответствии с национальными, отраслевыми и нормативно-техническими документами:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Градостроительный кодекс Российской Федерации; – Федеральный закон №7-ФЗ от 10.01.2002 «Об охране окружающей среды» (с изменениями на 30 декабря 2020 года); – Федеральный закон №89-ФЗ от 24.06.1998 «Об отходах производства и потребления» (с изменениями на 7 апреля 2020 года); – Водный кодекс Российской Федерации; – Национальный стандарт ГОСТ Р 21.101-2020 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации»; – Правила устройства электроустановок (действующее издание); – Правила технической эксплуатации (действующее издание);

- Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630;
- «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем», утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281;
- Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России, утвержденные приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 № 57;
- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937;
- Правила создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утвержденные Приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 556;
- Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденные Приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101;
- Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденные Приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97;
- Требования к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденные Приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546;
- ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования»;
- Межгосударственный стандарт ГОСТ 34045-2017 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;
- Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 55105-2019 Оперативно-Диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования;
- ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном

	<p>дефиците активной мощности. Нормы и требования» (взамен СТО 59012820.29.240.001-2010 Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка));</p> <ul style="list-style-type: none"> - ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования»; - ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях»; - ГОСТ Р 51317.6.5-2006 «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемым на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний»; - Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 55890-2013 Оперативно-Диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования; - Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 55438-2013 Оперативно-Диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования. (с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 16.01.2017 № 13-ст); - Стандарт организации НП "ИНВЭЛ" СТО 70238424.27.140.011-2010 «Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования»; - Стандарт организации ОАО «РАО ЕЭС России» СТО 17330282.27.140.010-2008 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования»; - Стандарт организации ОАО «РусГидро» СТО 02.02.060-2011 «Гидроэлектростанции. Технические и автоматизированные системы. Условия поставки. Нормы и требования». Приложение №17 к данному ТТ; - Стандарт организации ОАО «РАО ЕЭС России» СТО 17330282.27.140.009-2008 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»; - Стандарт организации ОАО «РАО ЕЭС России» СТО 17330282.27.140.001-2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций»;
--	--

	<ul style="list-style-type: none"> - Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"; - Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 N 1479 (ред. от 31.12.2020) "Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации; - Договор возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике от 27.09.2010 № ОДУ-261 в редакции дополнительного соглашения от 27.09.2020. <p>Указанный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями необходимых документов, действующих на момент выполнения работы.</p>
8. Сроки выполнения работ	Работы выполняются в течение 9 месяцев с даты заключения договора.
9. Комплекс задач, решаемых в настоящей работ	<ul style="list-style-type: none"> - Определение возможности увеличения мощности гидроагрегатов и повышения выработки электроэнергии Мамаканской ГЭС. - Повышение надежности эксплуатации основного и вспомогательного оборудования Мамаканской ГЭС.
10. Основные технические показатели объекта	<p><u>10.1 Электрические параметры станции:</u> Установленная мощность ГЭС: 86,0 МВт Количество, мощность гидрогенераторов: 4 x 21,5 МВт Количество и мощность силовых трансформаторов: 4x31,5 МВА Среднемноголетняя выработка электроэнергии: 353,7 млн. кВт·час Класс напряжения выдачи мощности: 110 кВ Тип РУ: открытое распределительное устройство (ОРУ) Количество отходящих линий: 4 шт.</p> <p><u>10.2. Компоновка гидроузла</u> В состав основных сооружений гидроузла входят: левобережная бетонная глухая плотина, правобережная бетонная глухая плотина, щитовая стенка, водосливная плотина, здания гидростанции и отводящий канал. Класс сооружения – III. Общая длина напорного фронта сооружений составляет 346,65 м, из них левобережная глухая плотина 121,75 м, щитовая стенка 58,0 м, водосливная плотина 135,50 м, правобережная глухая плотина 31,40 м. 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</p>

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 – 76,8 м, ширина – 11,5 м.

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.

10.3 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 57,5м, 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 контрофору) – 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 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 быки. 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 20/6,3 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 гидроподъемников и маслonaпорной установки с отметкой пола соответственно 281,50 и 277,00 метра. Помещения гидроподъемников перекрыты съемными утепленными железобетонными плитами.

В низовой части щитовой стенки на отметке 235,00 метра расположены кабельный коридор и помещение закрытого распредустройства. 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, гидроподъемниками 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.

10.4 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 маслonaпорные установки размещены в машинном зале. Вспомогательное гидротурбинное и генераторное оборудование размещено в турбинном помещении на отм. 235,00 м.

10.5 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 параметры сооружений гидроузла:

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. м³

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 м³/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 м³/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.

10.6 Краткая техническая характеристика установленного оборудования:

Гидравлическая турбина

Проточная часть гидротурбины состоит из: напорного трубопровода, спиральной камеры и колена отсасывающей трубы. Колено отсасывающей трубы - металлическое; расширяющаяся часть отсасывающей трубы (диффузор) - бетонная. На трубопроводах установлены компенсаторы тарельчатого типа. Напорный водовод представляет собой металлическую трубу диаметром 4,0 м заделанный в бетон. Анкеровка водовода по всему периметру осуществляется в пределах входного участка длиной 8,0 м.

Гидротурбина Мамаканской ГЭС состоит из вертикальной поворотно-лопастной турбины типа ПЛ 642--ВМ-300, регулятора скорости ЭКГ-ПЛ-100-25, маслонапорной установки МНУ-1,6-25 и вспомогательных механизмов. Управление гидротурбиной полностью механизировано и автоматизировано. Работа агрегата в режиме синхронного компенсатора не предусмотрена.

В схеме механизма поворота лопастей рабочего колеса функции крестовины выполняет дифференциальный поршень сервомотора рабочего колеса.

Подвод воды к турбине осуществляется металлической спиральной камерой круглого сечения с углом охвата в плане 345 градусов. Диаметр подводящего патрубка спиральной камеры 4000 мм. Средняя скорость во входном сечении спиральной камеры - 4,38 м/с. Статор турбины имеет 12 колонн. Оболочка спиральной камеры сварная из вальцованного листового проката. Спиральная камера целиком заделывается в бетон и полностью воспринимает усилие от напора.

Диаметр расположения цапф лопаток направляющего аппарата - 3500 мм, высота лопаток направляющего аппарата 1050 мм, число лопаток - 24 шт., профиль лопаток направляющего аппарата - асимметричный, открытие лопаток $a_0 = 225$ мм. Полный ход поршня сервомотора 360 мм. С целью обеспечения минимальных протечек через закрытый направляющий аппарат применено резиновое уплотнение профильным шнуром по торцам и кромкам лопаток. В крышке турбины помещены два клапана срыва вакуума диаметром 170 мм. Откачка воды из крышки осуществляется эжектором и дренажным насосом ВКС 2/26А-УЗ.1.

Сервомоторы направляющего аппарата предназначены для поворота лопаток направляющего аппарата. Один из сервомоторов имеет стопорное устройство, удерживающий направляющий аппарат в закрытом положении при остановке турбины, и позволяет снять давление в сервомоторах в то время, когда спиральная камера находится под давлением.

Направляющий подшипник выполнен с обрешиненными вкладышами и предназначен для работы на водяной смазке. Корпус турбинного подшипника состоит из двух секторов. Корпус подшипника сварной конструкции и устанавливается своим фланцем на крышке турбины. Уплотнение вала - резиновое торцевое. Вода для смазки и охлаждения подшипника подается из спиральной камеры.

Клапан срыва вакуума диаметром 170мм устанавливается в крышке турбины и предназначен для кратковременного впуска атмосферного воздуха в камеру рабочего колеса. На турбине устанавливаются два клапана.

Технические характеристики гидравлической турбины:

Тип турбины: ПЛ 642-ВМ-300

Номинальная мощность на валу турбины: 22000 кВт

при расчетном напоре: 45 м

Высота отсасывания: -4,8 м

Напоры:

- максимальный: 46 м

- расчетный: 45 м

- минимальный: 31,7 м

Расход воды через Н.А при Нр: 55,3 куб. м/с

Частота вращения:

- номинальная: 214,3 об/мин

- разгонная: 460 об/мин.

Рабочее колесо:

- диаметр номинальный: 3,0 м

- число лопастей: 8 шт.

- минимальный угол разворота лопастей: -7,5 гр.
- максимальный угол разворота лопастей: +16,5 гр.

Направляющий аппарат:

- число лопаток: 24 шт.
- диаметр расположения лопаток Н.А.: 3500 мм
- высота лопаток Н.А.: 1050 мм

Завод-изготовитель: ХТГЗ им. С.М. Кирова (ПАО «Турбоатом»), г. Харьков.

Гидрогенератор

Гидрогенератор подвесного исполнения с подпятником, расположенным на верхней крестовине, с двумя направляющими подшипниками, встроенными в центральной части верхней и нижней крестовин. Радиальные усилия, воспринимаемые подшипниками, передаются на фундамент. Верхний подшипник и подпятник имеют отдельные масляные ванны.

Статор из условий транспортировки выполнен разъемным из двух частей. Соединение частей корпуса между собой осуществляется через стыковые плиты стяжными шпильками и гайками. Сердечник статора собран из сегментов, наштампованных из рулонной холоднокатанной стали. Сердечник стягивается нажимными фланцами и стяжными шпильками. Обмотка статора стержневая, волновая, типа Ребея, имеет одну параллельную ветвь на фазу. За пределы корпуса статора выводятся шесть выводов обмотки: три главных и три нейтральных. Крепление стержневой обмотки в паз осуществляется пазовыми клиньями с применением стеклотекстолитовых прокладок между верхнем стержнем и пазовым клином. Обмотки статора компаундированная, класс изоляции не ниже класса F.

Ротор состоит из полого стального кованного вала с остовом ротора, обода, 28-ми полюсов с обмоткой возбуждения и демпферной, тормозных сегментов, токопровода. В нижней части вала располагается втулка нижнего направляющего подшипника, над остовом ротора - втулка верхнего подшипника и втулка подпятника. Витковая изоляция выполнена из материала класса нагревостойкости не ниже класса F. Корпусная изоляция обмоток возбуждения генераторов класса «В» ГОСТ 8865-70, материал - стеклотекстолит. Контактные кольца от обмоток возбуждения, щеточный аппараты к ним располагаются в верхней части вала генератора.

Технические характеристики гидрогенератора:

Тип гидрогенератора: ВГС-525/125-28

Номинальная мощность: 26900/21500 (кВА кВт)

Номинальное напряжение: 10500 В

Ток статора: 1480 А

Коэффициент мощности: 0,8 о.е.

	<p>Частота: 50 Гц Напряжение ротора: 160 В Частота вращения: - номинальная: 214,3 об/мин - разгонная: 460 об/мин Направление вращения ротора: по часовой стрелке Маховой момент: 1380 тм Индуктивное сопротивление, ненасыщенные. - синхронное по продольной оси. X_d: 0,83 - сверхпереходное по продольной оси. X_d': 0,844 Отношение короткого замыкания: 1,3 о.е. Ток ротора при номинальной нагрузке: 1050 А Класс изоляции обмотки статора: В Класс изоляции обмотки ротора: В КПД при номинальной нагрузке: 91 и $\cos\varphi = 0,8$, % Масса гидрогенератора (общая): 241 т Максимальный монтажный вес ротора: 99 т</p> <p>Тип и основные характеристики системы охлаждения ротора и статора: Система охлаждения: замкнутая Количество охладителей: 6 шт. Тип охладителей: ВО 158/1510-60-Н-УХЛ4 Расход воды: 30 куб. м/ч Расход воздуха: 30 куб. м/с Температура охлаждающей воды: 20 °С Перепад давления: 4,5 м.в.ст. Давление воды на входе в воздухоохладитель не более: 2 бар Завод-изготовитель: Урал электроаппарат (УралЭлектроТяжМаш) г. Екатеринбург.</p>
11. Состав работ	<p>Документация должна включать выполнение следующих основных разделов:</p> <p>11.1. Сбор необходимых исходных данных и расчётных гидрологических характеристик. При выполнении работ необходимо:</p>

- уточнить годовой и максимальный сток реки Витим и реки Мамакан, а также внутригодовое распределение стока реки Витим и реки Мамакан;
 - актуализировать гидрологические условия и продлить расчетный ряд наблюдений за стоком р. Мамакан по 2020 г;
 - выполнить расчёт внутригодового распределения стока;
 - построить расчётные гидрографы весеннего половодья и дождевых паводков с учётом режима регулирования станции;
 - выполнить расчёт ветро-волнового режима с учётом новых метеорологических характеристик.
 - выполнить сбор информации и анализ выработки станции электроэнергии и электрической мощности;
 - выполнить сбор информации и анализ загрузки силового электротехнического оборудования (силовые трансформаторы, выключатели, разъединители, шины, ошиновки, ТТ, ВЧЗ, отходящие ВЛ);
- 11.2. Выполнение обследования оборудования, зданий, сооружений и общестанционных систем Мамаканской ГЭС (применительно к замене гидроагрегатов), с учетом результатов проведенных ранее обследований, в том числе:
- основного и вспомогательного оборудования,
 - инженерно-технологических систем (система ТВС, система маслоснабжения гидроагрегатов, система воздухообеспечения ВД и НД гидроагрегатов, компрессоры высокого и низкого давления, воздухооборники, система откачки проточной части гидроагрегатов и дренажа здания ГЭС, система пожаротушения, системы отопления, водоснабжения, канализации, собственные нужды станции),
 - сооружений,
 - механического оборудования и грузоподъемных механизмов,
 - электротехнического оборудования (силовые трансформаторы, оборудование РУ 110 кВ, ТСН, ТТ, ТН, выключатели, РУСН, кабельное хозяйство и прочее электротехническое оборудование ГЭС),
 - системы электроснабжения потребителей собственных нужд,
 - систем управления гидроагрегатами, устройств РЗА,
 - РАСП (в т.ч. СМПП),
 - средств связи,
 - АИИС КУЭ,
 - системы АСУ ТП ГЭС,
 - системы обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора (СОТИАССО),
 - элементов схемы выдачи электрической мощности с оценкой технического состояния.
- Определить объёмы реконструкции основного и вспомогательного оборудования и систем, подлежащей проведению при замене гидроагрегатов.

11.3. Обоснование выбора типа и характеристик новых гидротурбин для дальнейших этапов проектирования. Рассмотрение не менее 2-х типов гидротурбин. Выбор новых гидротурбин необходимо провести с учётом максимального КПД и мощности гидротурбины во всем диапазоне напоров, минимальных затрат на изготовление и монтаж гидротурбины;

11.4. Выполнение водно-энергетических расчетов по определению электрической мощности (установленной, располагаемой, гарантированной) и выработки электроэнергии Мамаканской ГЭС для рассматриваемых вариантов замены гидроагрегатов, оценка объемов аттестованной мощности и предельного объема поставки мощности. Стоимостная оценка увеличения дохода от продажи мощности и электроэнергии на ОРЭМ по рассматриваемым вариантам;

11.5. Выполнение расчетов по пропуску максимального расхода через сооружения гидроузла в соответствии с действующей на момент выполнения расчетов нормативной документацией;

11.6. Определение и обоснование необходимых объемов работ по замене / техническому перевооружению основного и вспомогательного оборудования, сооружений, общестанционных систем Мамаканской ГЭС, (применительно к замене гидроагрегатов), указанных в п.11.2 настоящего технического задания;

11.7. Разработка схемы выдачи электрической мощности ГЭС для рекомендованного варианта мощности станции и единичной мощности гидрогенераторов:

11.7.1. Разработка технического задания на выполнение внестадийной работы «Схема выдачи электрической мощности Мамаканской ГЭС». Техническое задание согласовать с АО «Мамаканская ГЭС», АО «Витимэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири;

11.7.2. Разработка внестадийной работы «Схема выдачи электрической мощности Мамаканской ГЭС». Работу согласовать с АО «Мамаканская ГЭС», АО «Витимэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ;

11.8. Предварительная оценка сметной стоимости выполняемых работ по рассмотренным вариантам техперевооружения станции с заменой гидроагрегатов:

- Расчеты стоимости основных строительных работ по главе 2 сводного сметного расчета (ССР) выполнить на основании укрупненных ведомостей основных объемов по укрупненным показателям стоимости (УПС) объектов с выделением, в том числе, стоимости основных сооружений гидроузла и оборудования;

- Стоимость основного оборудования и гидротехнических металлоконструкций определить по данным ТКП поставщиков;

- Учесть затраты на изменение схемы выдачи электрической мощности Мамаканской ГЭС (при необходимости);

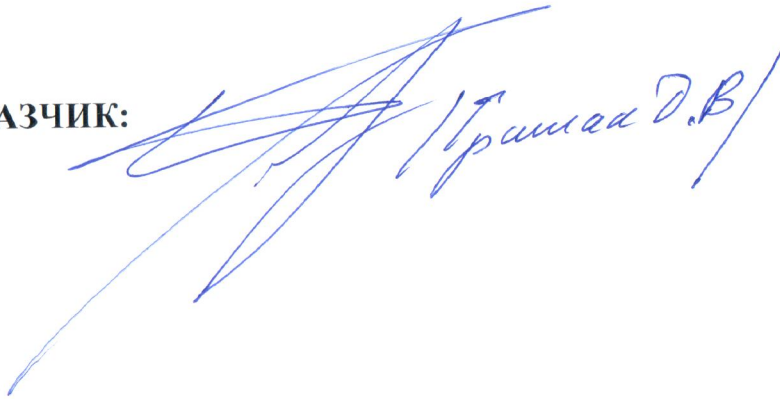
- Расчетную стоимость капитальных вложений определить базисно-индексным методом с пересчетом в текущие цены по итогу ССРСС;

	<p>11.9 Определение показателей экономической эффективности технического перевооружения станции с заменой гидроагрегатов для рассматриваемых вариантов. Горизонт расчета принять равным 30 годам. Расчеты показателей эффективности выполнить по двум сценариям: Минэкономразвития России и сценарным условиям, используемым Заказчиком. Выполнить анализ чувствительности показателей эффективности реализации проекта к изменению капитальных затрат, цены на электроэнергию и мощность, объема выработки и мощности ГА;</p> <p>11.10. Разработка графика выполнения работ по техническому перевооружению Мамаканской ГЭС, с учетом:</p> <ul style="list-style-type: none"> - плановых сроков разработки проектной и рабочей документации, изготовления и поставки оборудования, сроков проведения работ по техперевооружению ГЭС с заменой ГА; - особенности сезонной логистики для доставки оборудования и МТР в район расположения Мамаканской ГЭС и максимизации загрузки ГА в полноводный период года; - поэтапной замены гидроагрегатов, принимая во внимание ранее выполненные и планируемые капитальные ремонты; <p>11.11. Обоснование схемы реализации договора на разработку проектной и сметной документации, на изготовление и поставку оборудования с последующей разработкой рабочей документации, проведения СМР и ПНР. В состав работ включить подготовку технического задания на разработку проектной и сметной документации технического перевооружения Мамаканской ГЭС с заменой гидроагрегатов.</p>
12. Основные исходные данные, передаваемые Заказчиком Подрядчику	<p>Эксплуатационная и техническая документация, результаты ранее выполненных обследований по рассматриваемому сооружению, имеющиеся в наличии у Заказчика, выдаются по письменному запросу Исполнителя.</p> <p>Исходные данные и иную информацию, находящиеся у сторонних лиц, Исполнитель запрашивает самостоятельно.</p>
13. Особые условия	<p>13.1. Технические решения должны обеспечивать технологичность процесса, оптимальную стоимость оборудования и СМР, сокращение сроков выполнения работ при условии обеспечения безопасности эксплуатации зданий и сооружений.</p> <p>13.2. Выполненные работы должны соответствовать обязательным требованиям к качеству и безопасности, предусмотренным для работ данного рода действующим законодательством Российской Федерации, иными правовыми актами органов государственной власти Российской Федерации.</p> <p>13.3. В разрабатываемой документации учесть виды и объемы строительно-монтажных работ с особыми условиями производства, затрудняющие выполнение работ и определяемые в соответствии с требованиями СНиП, МДС, местом выполнения работ. Особые условия:</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • производство работ на открытых и полуоткрытых производственных площадках в стесненных условиях; • производство работ вблизи объектов, находящихся под высоким напряжением, в том числе в охранной зоне действующей воздушной линии электропередачи; <p>Строительно-монтажные работы должны выполняться круглогодично, без остановки технологического процесса.</p> <p>13.4. При разработке документации должны быть проанализированы и учтены материалы (результаты) обследований и изысканий, выполненных ранее.</p> <p>13.5. Исполнитель обязан соблюдать и выполнять требования природоохранного законодательства Российской Федерации;</p> <p>- ответственность за соблюдение требований природоохранного законодательства на территории производства Работ возлагается на Исполнителя.</p> <p>13.6. При разработке технических решений необходимо руководствоваться согласованной (при наличии) документацией, в том числе техническими заданиями, по титулам, реализуемым в отношении оборудования СОТИАССО, СМПП, каналов передачи данных Мамаканской ГЭС до реализации мероприятий по техническому перевооружению Мамаканской ГЭС.</p> <p>Разработанная документация является собственностью Заказчика и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.</p>
<p>14. Объем и состав материалов, передаваемых Подрядчиком Заказчику</p>	<p>Окончательная документация (согласованная Заказчиком) предоставляется в двух экземплярах с подписями на бумажном носителе, в 1 экземпляре с подписями на электронном носителе в сканированном виде (файлы PDF, возможно частичное предоставление в виде файлов TIF, JPG или подобных по согласованию с Заказчиком).</p> <p>Не допускается передача материалов работы в формате Adobe Acrobat с пофайловым разделением страниц. Вся документация так же обязательно передается Заказчику в файлах редактируемых форматов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - текстовая документация в формате Microsoft Word; - табличная документация в формате Microsoft Excel; - карты, чертежи и иные документы, выполненные в специализированных продуктах, передаются в формате файлов соответствующих программ (DWG, CDW и т.п.) с обязательным приложением используемых шрифтов, форм и других файлов, необходимых для работы с передаваемой в электронном виде документацией. При этом предпочтительным форматом чертежей является формат AutoDESK AutoCAD (*.DWG), предоставление в других форматах возможно только по предварительному согласованию с Заказчиком.

15. Требования к оформлению документации

Документация, сброшюрованная в том, должна быть оформлена в соответствии с требованиями ГОСТ Р 21.101-2020 «Основные требования к проектной и рабочей документации» ».

ЗАКАЗЧИК:

Гришма Д.В.

ИСПОЛНИТЕЛЬ:**Тихомиров А.А.**