

Утверждаю:

Директор АО «МГЭС»

Д.В. Гришак

« ____ » _____ 2021г.

**Технические требования
на разработку ТЗ по определению основных технических решений по
техническому перевооружению Мамаканской ГЭС с заменой гидроагрегатов**

Заказчик: Акционерное общество Мамаканская ГЭС.

Цель: Разработка технического задания по определению основных технических решений по техническому перевооружению Мамаканской ГЭС с заменой гидроагрегатов. Увеличение мощности гидрогенераторов и повышение выработки электроэнергии МГЭС. Повышение надежности эксплуатации основного и вспомогательного оборудования МГЭС.

Объект: Мамаканская ГЭС.

1. Общие данные.

Мамаканская ГЭС (далее – МГЭС) расположена на реке Мамакан (левый приток Витима) у посёлка Мамакан в 13 км от города Бодайбо Иркутской области. Водохранилище Мамаканской ГЭС создано бетонной гравитационной плотиной.

Основные параметры водохранилища:

- нормальный подпорный горизонт - 280,0 м;
- форсированный подпорный горизонт – 281,5 м;
- уровень мертвого объема (УМО) – 268,0 м;
- полный объем при НПУ – 197,3 млн. м³;
- полезная емкость при сработке до УМО – 105,2 млн. м³;
- площадь зеркала водохранилища при НПУ – 10,82 км².

В состав Мамаканской ГЭС входят следующие гидротехнические сооружения:

- бетонная гравитационная плотина;
- здание ГЭС (приплотинного типа);
- отводящий канал ГЭС;
- раздельная стенка между отводящим каналом ГЭС и нижним бьефом водосбросной плотины.

Бетонная гравитационная плотина состоит из водосливной части, станционной части (щитовой стенки), и двух глухих частей: правобережной и левобережной.

Водосливная часть расположена у правого берега реки, станционная часть и ГЭС – у левого берега, глухие части – на береговых склонах.

Особенностью конструкции плотины Мамаканской ГЭС является устройство в ней расширенных швов шириной 6,0 м, перекрытых со стороны нижнего бьефа монолитной плитой толщиной 3,0 м.

Станционная часть плотины совмещает функции водонапорного сооружения и водоприемника ГЭС.

Длина станционной части плотины – 58,0 м, наибольшая высота от подошвы до гребня – 57,5 м, ширина по основанию (вдоль потока) – 43,0 м. По длине станционная часть плотины разбита на 4 секции длиной по 14,5 м каждая.

Здание ГЭС располагается на левом берегу реки непосредственно за станционной плотинной и в создании напорного фронта не участвует. Тип станции – приплотинный.

Характерной особенностью здания ГЭС является то, что пол машинного зала и монтажной площадки располагается на отм. 239,10 м, то есть на 6,7 метров ниже максимального горизонта нижнего бьефа обеспеченностью 0,5%. От горизонта высоких вод машинный зал ГЭС ограждается с нижнего бьефа бетонной стеной, доходящей до отм. 246,50 м, что на 0,7 метров выше максимального горизонта. В связи с высоким уровнем воды нижнего бьефа въезд в машинный зал и на монтажную площадку оборудован герметичными воротами.

Подводящий напорный водовод диаметром 4,0 метра, расположенный в теле плотины отделен от спиральной камеры с помощью тарельчатого компенсатора, расположенного в компенсаторном помещении. Вход в компенсаторное помещение обеспечивается через герметический люк. Общая длина подводной части ГЭС, включая монтажную площадку, составляет 76,3 м. Ширина по основанию составляет 20,5 м.

2. Краткая техническая характеристика установленного оборудования:

2.1. 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 4,0м заделанный в бетон. Анкеровка водовода по всему периметру осуществляется в пределах входного участка длиной 8,0м.

Гидротурбина Мамаканской ГЭС состоит из вертикальной поворотно-лопастной турбины типа ПЛ 642-300-ВМ, 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 $\alpha_0 = 225$ 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.

Наименование параметра (паспортные данные)	Технические характеристики
Гидравлическая турбина	
Тип турбины	ПЛ 642-300-ВМ
Номинальная мощность на валу турбины. кВт	22000
- при расчетном напоре, м	45
Высота отсасывания, м	-4.8
Напоры, м	
- максимальный	46
- расчетный	45
- минимальный	31.7
Расход воды через Н.А при Н _р . куб.м/с	55.3
Частота вращения, об/мин	
- номинальная	214.3
- разгонная	460
Рабочее колесо:	
- диаметр номинальный, м	3,0
- число лопастей, шт.	8
- минимальный угол разворота лопастей, гр.	-7,5
- максимальный угол разворота лопастей, гр.	+16.5
Направляющий аппарат:	
- число лопаток, шт.	24
- диаметр расположения лопаток Н.А.. мм	3500
- высота лопаток Н А., мм	1050
Завод-изготовитель	ХТГЗ им. С.М. Кирова (ПАО «Турбоатом»), г. Харьков

2.2. 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 Ребеля, 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 верхним стержнем и пазовым клином. Обмотки статора компаундированная, класс изоляции В.

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 «В». 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.

Наименование параметра (паспортные данные)	Технические характеристики
Гидрогенератор	
Тип гидрогенератора	ВГС-525/125-28
Номинальная мощность. кВА кВт	26900/21500
Номинальное напряжение. В.	10500
Ток статора. А	1480
Коэффициент мощности, о.е.	0.8
Частота. Гп	50
Напряжение ротора. В	160
Частота вращения, об/мин	
- номинальная	214.3
- разгонная	460
Направление вращения ротора	по часовой стрелке
Маховой момент. тм:	1380
Индуктивное сопротивление, ненасыщенные.	
- синхронное по продольной оси. X_d	0,83
- сверхпереходное по продольной оси. X_d'	0.844
Отношение короткого замыкания, о.е.	1,3
Ток ротора при номинальной нагрузке. А	1050
Класс изолящ обмотки статора	В
Класс изолящ обмотки ротора	В
КПД при номинальной нагрузке	91
и $\cos\varphi = 0,8$, %	
Масса гидрогенератора (общая). т	241
Максимальный монтажный вес ротора, т	99
Тип и основные характеристики системы охлаждения ротора и статора	
Система охлаждения	Замкнутая
Количество охладителей, шт.	6
Тип охладителей	ВО 158/1510-60-Н-УХЛ4
Расход воды, куб.м/ч	30
Расход воздуха, куб.м/с	30

Температура охлаждающей воды. °С	20
Перепад давления, м.в.ст.	4.5
Давление воды на входе в воздухоохладитель не более, бар	2
Завод- изготовитель	Урал электроаппарат (УралЭлектроТяжМаш) г. Екатеринбург
Количество гидроагрегатов	4

3. Требования к работе:

Исполнитель работ по подготовке ТЗ на разработку основных технических решений (далее – ОТР) должен предусмотреть включение в ТЗ следующих работ:

- 3.1. Сбор необходимых для выполнения работ исходных данных и расчётных гидрологических характеристик, в том числе от третьих лиц.
- 3.2. Обследование оборудования, зданий и сооружений МГЭС с определением объемов техперевооружения применительно к замене ГА.
- 3.3. 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. Предусмотреть исключение воздействия на монолитные строительные конструкции проточной части, при необходимости увеличения диаметра проточной части выполнить его за счет штрабного бетона.
- 3.4. Анализ объемов выработки электроэнергии и мощности после техперевооружения, оценка объемов аттестованной мощности и предельного объема поставки мощности, стоимостная оценка увеличения дохода от продажи мощности и электроэнергии на ОРЭМ по рассматриваемым вариантам.
- 3.5. Определение и обоснование необходимых объемов работ по замене / техническому перевооружению вспомогательного оборудования, грузоподъемных механизмов, общестанционных систем, сооружений МГЭС, схемы выдачи электрической мощности применительно к замене ГА.
- 3.6. Определение предварительной стоимости работ по рассмотренным вариантам техперевооружения.
- 3.7. Разработку графика выполнения работ по техническому перевооружению МГЭС с учетом плановых сроков разработки проектной и рабочей документации, изготовления и поставки оборудования, сроков проведения работ по техперевооружению ГЭС с заменой ГА.
- 3.8. Работы по техперевооружению МГЭС должны выполняться с поэтапной заменой одного из ГА, в периоды капитальных ремонтов по графику, учитывающему прошедшие и будущие капитальные ремонты и работой остального генерирующего оборудования.
- 3.9. График работ по техперевооружению МГЭС должен учитывать особенности сезонной логистики для доставки оборудования и МТР в район расположения МГЭС и максимизацию загрузки ГА в полноводный период года.
- 3.10. Расчеты экономической эффективности технического перевооружения станции с заменой ГА на горизонте 30 лет по различным вариантам. Сопоставление стоимости и экономической эффективности осуществления проекта по вариантам. Расчеты показателей эффективности выполнить по двум сценариям: Минэкономразвития России и сценарным условиям, используемым в компании. Провести анализ чувствительности результатов

оценки эффективности реализации проекта применительно к капитальным затратам, цене на электроэнергию и мощность, мощности ГА.

- 3.11. В объем работ по разработке ОТП дополнительно предложить с обоснованиями различные схемы реализации договора на разработку проектной и сметной документации, изготовление и поставку оборудования с разработкой рабочей документации, СМР и ПНР. В состав работ включить подготовку технического задания на разработку проектной и сметной документации по техническому перевооружению МГЭС с заменой ГА.
- 3.12. Другие работы, которые по усмотрению исполнителя работ необходимо включить в ТЗ на разработку ОТП.
- 3.13. Предусмотреть согласование ТЗ на ОТП и ОТП с филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ и доработку ТЗ по замечаниям Заказчика.

4. Требования Филиала АО "СО ЕЭС" Иркутское РДУ по разработке схемы выдачи электрической мощности МГЭС (далее – СВМ МГЭС).

- 4.1. В ТЗ на разработку ОТП предусмотреть требование о подготовке в составе ОТП ТЗ на СВМ МГЭС и внестадийной работы СВМ МГЭС.
- 4.2. Предусмотреть в ТЗ на ОТП требования о согласовании ТЗ на СВМ и СВМ МГЭС с филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

5. Особые условия.

Исполнитель работ представляет в ТЗ информацию о плановых сроках разработки и согласования ОТП.

6. Дополнительная информация для проведения работ.

Заказчик обязуется предоставить по запросу исполнителя для выполнения работ имеющуюся на ГЭС дополнительную информацию в электронном виде.

7. Срок выполнения работ: 30 дней с момента подписания договора.

8. Порядок сдачи работы.

Результатом работы является техническое задание на разработку основных технических решений по техническому перевооружению МГЭС с заменой гидроагрегатов.

Материалы передаются Заказчику на бумажном носителе в 2 экземплярах и на электронном носителе в формате Microsoft Word (текстовая документация), Microsoft Excel (табличная документация) и PDF (скан копия).

И.о. начальника ПТО

Мастер электрогруппы

Мастер мехгруппы

Начальник ЭТЛ

Операционный директор



Пуляевская Т.С.

Бобров И.А.

Трухин А.С.

Протопопов Е.В.

Колесников Е.В.