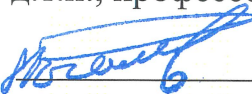




Некоммерческое партнерство
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»
111250, г. Москва, проезд завода Серп и молот, дом 10
Тел. (495) 012-60-07
E-mail: dtv@nts-ees.ru, <http://www.nts-ees.ru/>

УТВЕРЖДАЮ
Президент, Председатель
Научно-технической коллегии,
д.т.н., профессор

 **Н.Д. Роголев**

« 16 » июня 2023

ПРОТОКОЛ

заседания секции «Гидроэлектростанции и гидротехнические сооружения»
НП «НТС ЕЭС» на тему:

Рассмотрение результатов технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Могохская ГЭС» (категория А). – **Предпроектная документация. Основные технические решения»**

г. Москва

15 июня 2023 г.

Присутствовали:

Члены секции «Гидроэлектростанции и гидротехнические сооружения»
НП «НТС ЕЭС» (дистанционно).

Для рассмотрения были представлены результаты технического и ценового аудита (ТЦА) инвестиционного проекта, выполненного инжиниринговой компанией ООО «Альфа».

Настоящий Отчет о проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Могохская ГЭС» (категория А). – **Предпроектная документация. Основные технические решения»** разработан в рамках выполнения положений Постановления Правительства РФ от 30.04.2013 №382 "О проведении публичного технологического и ценового аудита крупных инвестиционных проектов с государственным участием и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации", Федеральным Законом от 25.02.1999 г. № 39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» с последующими изменениями и дополнениями.

Целью проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Могохская ГЭС» (категория А). – **Предпроектная документация. Основные технические решения** является подтверждение эффективности инвестиционного проекта по критериям экономической и технологической целесообразности, разработка предложений по повышению эффективности инвестиционного проекта, в том числе, оптимизация капитальных и операционных затрат, оптимизация технических решений и оптимизация сроков реализации инвестиционного проекта.

Проектируемая Могохская ГЭС расположена в Гергебельском районе Республики Дагестан. Гидроузел размещен на р. Аварское Койсу.

Могохская ГЭС будет расположена в нижнем бьефе действующей Гоцатлинской ГЭС и будет использовать воду, пропускаемую через сооружения Гоцатлинского гидроузла. Разработаны 6 вариантов компоновочных решений гидроузла.

- варианты № 1, 2, 3, 6 – АО «Ленгидропроект»;
- вариант № 4 - АО «Институт Гидропроект»;
- вариант № 5 - АО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева».

Вариант 1

Створ сооружений в 4-х км ниже Гоцатлинской ГЭС в 6,3 км. Гидроузел скомпонован по плотинно-деривационной схеме с грунтовой плотиной и бетонными водосбросными и водозаборными сооружениями в створе гидроузла. Напорная деривация на левом берегу комбинированного типа: открытый напорный ж/б водовод и подземный деривационный туннель и далее напорными турбинными водоводами.

Состав сооружений гидроузла:

1. Головной узел

- земляная насыпная плотина;
- водоприемник;
- эксплуатационный глубинный водосброс (строительный водосброс).

2. Деривация

- напорный водовод;
- деривационный туннель.

3. Станционный узел

- береговое двухагрегатное здание ГЭС;
- турбинные водоводы;
- уравнильный резервуар;
- отводящий канал – ОРУ 110 кВ.

Вариант 2

Вариант с реконструкцией Гоцатлинской ГЭС в части устройства забора воды в подводящий тракт Могохской ГЭС из отводящего канала Гоцатлинской ГЭС. Схема компоновки – деривационная с расположением всех сооружений на левом берегу. Деривация на левом берегу – комбинированного типа: открытый канал, сопрягающийся посредством напорного бассейна с подземным деривационным напорным туннелем и далее напорными турбинными водоводами.

Состав сооружений гидроузла:

1. Водозаборный узел;

- водовыпуск с камерой гашения;
- водобой здания ГЭС (реконструкция)

2. Деривация

- деривационный канал;
- напорный бассейн;
- деривационный туннель.

3. Станционный узел

- береговое двухагрегатное здание ГЭС;
- турбинные водоводы;
- уравнивательный резервуар;
- отводящий канал – РУ 110 кВ.

Также для данного варианта необходимо выполнение двух селепропускных лотков через открытый деривационный канал.

Вариант 3

Створ сооружений проектируется в 2-х км ниже Гоцатлинской ГЭС, здание в 6,3 км. Гидроузел скомпонован по деривационной схеме с бетонными водосбросными сооружениями и водоприемником деривации в створе гидроузла. Деривация на левом берегу – комбинированного типа: открытый канал, сопрягающийся посредством напорного бассейна с подземным деривационным напорным туннелем и далее напорными турбинными водоводами.

Состав сооружений гидроузла:

1. Головной узел

- левобережная глухая бетонная секция;
- водоприемник деривации;
- водосливная плотина с водобойным колодцем;
- правобережный устой.

2. Деривация

- деривационный канал;
- напорный бассейн, в составе: переходный участок, водоприемник;
- деривационный туннель.

3. Станционный узел

- береговое двухагрегатное здание ГЭС;
- турбинные водоводы;
- уравнивательный резервуар;
- отводящий канал;
- ОРУ 110 кВ.

Вариант 4 (АО «Институт Гидропроект»)

Створ плотины в 4-х км ниже плотины Гоцатлинской ГЭС, здание ГЭС в 6,3 км, аналогично Варианту 1. Гидроузел скомпонован по плотинно-деривационной схеме с грунтовой плотиной и бетонными водосбросными и водозаборными сооружениями в створе гидроузла. Деривация на левом берегу комбинированного типа: открытый ж.б. лоток и подземный деривационный безнапорный туннель, сопрягающийся посредством напорного бассейна с напорными турбинными водоводами.

В состав сооружений гидроузла входит головной узел, деривация и напорно-станционный узел. В состав головного узла входит земляная насыпная плотина, строительско-эксплуатационный водосброс и сопрягающие устои.

Вариант 5 (АО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева»)

Створ плотины в 5-ти км ниже плотины Гоцатлинской ГЭС, здание ГЭС в 6,3 км. Вариант с водозабором от водотока р. Аварское Койсу и р. Кара Койсу. Гидроузел скомпонован по плотинно-деривационной схеме с грунтовой плотиной и бетонными водосбросными сооружениями в створе гидроузла. Деривация на левом берегу - комбинированного типа: подземный деривационный напорный туннель и далее напорными турбинными водоводами.

Состав сооружений гидроузла:

1. Головной узел:

- земляная плотина с железобетонным экраном;
- водоприемник;
- эксплуатационный водосброс;
- строительный водосброс (водовыпуск).

2. Деривационный туннель.

3. Станционный узел:

- береговое двухагрегатное здание ГЭС,
- турбинные водоводы,
- отводящий канал,
- КРУЭ 110кВ.

Вариант 6

Створ плотины проектируется в 2,5 км ниже плотины Гоцатлинской ГЭС, здание ГЭС в 6,3 км. Могохский гидроузел скомпонован по плотинно-деривационной схеме с грунтовой плотиной, бетонными водосбросными сооружениями в створе гидроузла и напорной деривацией. От сооружений головного узла начинаются сооружения деривации. Водоприемник деривации располагается в одном створе с водосливной плотиной и входит в состав напорного фронта. Деривация на левом берегу - комбинированного типа: открытый канал, сопрягающийся посредством напорного бассейна с наземным напорным водоводом, переходящим в подземный деривационный напорный туннель и далее напорные турбинные водоводы. Компоновка сооружений станционной площадки идентична компоновке по вариантам 1 и 3.

Состав сооружений гидроузла:

1. Головной узел

- левобережная глухая бетонная секция
- водоприемник деривации
- промывной лоток
- водосливная плотина с водобойным колодцем
- земляная насыпная плотина

2. Деривация

- Деривационный канал
- Напорный бассейн, в составе: переходный участок, водоприемник
- Наземный напорный водовод

- Деривационный туннель
- 3. Станционный узел
- Береговое двухагрегатное здание ГЭС
- Турбинные водоводы
- Уравнительный резервуар
- Отводящий канал
- ОРУ 110кВ

Для определения напоров принимался постоянный уровень верхнего бьефа и, в зависимости от рассматриваемого варианта, постоянный уровень в отводящем канале в нижнем бьефе

Также для каждого варианта учитывались потери напора в зависимости от расходов воды на гидроагрегаты.

Расчет энергоотдачи ГЭС был выполнен при полном использовании установленной мощности гидроагрегатов.

Водно-энергетические показатели вариантов компоновки Могохской ГЭС представлены в табл.1

Аудитор подтверждает корректность методики проведенных водохозяйственных и водно-энергетических расчетов. Однако, при расчете вариантов компоновки, разработанных разными проектными институтами, присутствует несогласованность принятых за основу исходных данных и допущений, в частности:

- в расчетах по вариантам 1-4, 6 не учитывались расходы воды на обеспечение санитарного попуска, тогда как в варианте 5 в расчетах учтен санитарный попуск в размере 5,6 м³/с.

- для вариантов 1-3, 5-6 потери воды на дополнительное испарение приняты в водохозяйственных и водноэнергетических расчетах не учитывались. Для варианта 4 потери воды приняты равными 2 м³ /с круглогодично.

- для вариантов 1-3, 6 в расчетах учтены потери воды на фильтрацию через тело плотины не более 0,5 м³/с, тогда как вариантах 4, 5 это не указано.

Рекомендуется согласовать между собой исходные данные и принятые допущения всех вариантов.

Принятые технические решения по компоновке и параметрам основных сооружений гидроузлов соответствуют действующим в Российской Федерации нормам и стандартам, в частности, СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» и СТО РусГидро 01.01.136 – 2022 «Методика разработки внестадийной предпроектной документации малых ГЭС», а также современному уровню развития технологий в области гидроэнергетики.

Характеристики основных сооружений по всем рассмотренным вариантам принципиально схожи с существующими современными ГЭС региона с сопоставимой мощностью, такими как: Верхнебалкарская МГЭС, Кашхатау ГЭС, Аушигерская ГЭС, Зарамагская ГЭС-1.

Могохская ГЭС проектируется с установкой 2-х агрегатов по 24,9 МВт. Подвод воды к агрегатам осуществляется по общему напорному водоводу с развилкой около здания ГЭС к каждой турбине. В состав гидросилового оборудования входят:

Таблица 1

Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6
Нормальный подпорный, НПУ	590,90	590,90	590,90	580,00	580,00	590,90
Форсированный подпорный уровень, ФПУ	592,5		594,25	581,50	581,50	594,25
Естественный максимальный расход воды вероятностью превышения 0,1%	1260	1260	1260			1260
Естественный максимальный расход воды вероятностью превышения 1%	857	857	857			857
Суммарная пропускная способность гидроузла на отметке НПУ: - ГЭС	78,4x2 1150	78,4x2	78,4x2 1260	120x2	119x2	78,4x2 1260
- эксплуатационный глубинный водосброс						
Напор турбины статический	40,9	40,9	40,9	31,6	31,5	40,9
Напор гидротурбины расчетный	36,4	36,4	36,4	24	24	36,4
Количество гидроагрегатов	2	2	2	2	2	2
Тип гидротурбины	PO45-B-310	PO45-B-310	PO45-B-310	ПЛ40	ПЛ40/587-ВБ-400	PO45-B-310
Номинальная мощность гидроагрегатов	24,9	24,9	24,9	25	25	24,9
Установленная мощность ГЭС	49,8	49,8	49,8	50	50	49,8
Гарантированная мощность декабря 95% обеспеченности	5,69	5,69		2,93		
Среднегодовая выработка электроэнергии	192,78	192,78	192,78	196,60	205,2	192,78
Число часов использования установленной мощности	3865	3865	3865	3852	4117	3865

гидротурбинное оборудование с системой автоматического управления, генераторы и предтурбинные затворы.

Предтурбинные затворы устанавливаются на напорном трубопроводе после развилки перед спиральными камерами турбин и предназначены для перекрытия водовода при ремонтах турбины.

По вариантам 1-4, 6 рассмотрены два типа турбин – радиально-осевые (РО) и поворотно-лопастные (ПЛ). Проведено технико-экономическое сопоставление вариантов, в результате чего выявлено, что массы турбинного и генераторного оборудования сопоставимы для вариантов с РО и ПЛ турбинами, варианты с ПЛ турбинами несколько дороже. Высота отсасывания ПЛ турбин намного больше, чем РО турбин, что приведет к значительному заглублению здания ГЭС и, соответственно, к увеличению затрат на строительную часть.

Диапазон напоров небольшой – минимальный от максимального составляет 87%, что подходит для РО турбин. ГЭС будет работать на водотоке от Гоцатинской ГЭС с одинаковым расходом. Регулирование расхода и мощности, как у ПЛ турбин, не требуется.

В соответствии с СТО РусГидро 01.01.136 – 2022 «Методика разработки внестадийной предпроектной документации малых ГЭС», оптимальное решение по типу гидротурбин выбирают на основании технико-экономического сопоставления возможных вариантов. Такое сопоставление было проведено для вариантов 1-4, 6, в результате чего были выбраны радиально-осевые турбины. Для варианта 5 тип гидротурбины был выбран на основе качественной оценки, и были выбраны поворотно-лопастные гидротурбины. Учитывая, что водно-энергетические параметры всех вариантов достаточно схожи, выбор гидротурбины по варианту 5 также рекомендуется провести на основании технико-экономического сопоставления.

Выдача мощности Могохской ГЭС предусматривается осуществить в энергосистему Республики Дагестани на напряжении 110кВ путем врезки в ВЛ-110кВ ПС Ирганайская ГПП – Гоцатлинская со строительством заходов двухцепной ВЛ 110 кВ протяженностью 800м.

В соответствии с установленными мощностями проектируемой Могохской ГЭС выдача мощности будет осуществляться по воздушным линиям напряжением 110 кВ с подключением «в рассечку» к существующей воздушной линии 110 кВ.

На Могохской ГЭС предполагается установка 2-х гидрогенераторов мощностью 25 МВт каждый, напряжением 10,5 кВ. С гидрогенераторов электроэнергия передается через 2 секции генераторного распределительного устройства (ГРУ) 6,3 кВ (секции ВВ1К, ВВ2К) на блочные силовые повышающие трансформаторы. По вариантам 1-4, 6 мощность трансформаторов 32 МВА каждый $121 \pm 2 \times 2,5\% / 6,3$ кВ (Т1, Т2) по типу ТД-32000/110 У1. По варианту 5 применены трансформаторы мощностью 63 МВА по типу ТРДН-63000/110У1. С трансформаторов 1Т, 2Т электроэнергия передается на открытое распределительное устройство ОРУ 110 кВ.

Капитальные затраты для реализации проекта на строительство Могохской ГЭС в составе материалов ОТР представлены по каждому из сравниваемых вариантов технических решений.

Результаты сводных сметных расчетов стоимости строительства по вариантам компоновки гидроузла №№1÷6 приведены в таблице 2.

Таблица 2 Результаты сводных сметных расчетов стоимости строительства Могохской ГЭС по вариантам технических решений.

Вариант компоновки гидроузла	Сметная стоимость, тыс. руб. с НДС	
	Базисные цены 2001г.	Текущие цены на 3 квартал 2022г.
Вариант № 1	1 462 905,20	14 710 932,22
Вариант № 2	1 853 712,36	18 256 554,48
Вариант № 3	1 722 029,42	17 166 727,76
Вариант № 4	1 516 367,37	15 370 576,47
Вариант № 5	1 609 415,91	16 020 847,06
Вариант № 6	1 488 059,46	14 616 325,94

По результатам сопоставления представленных вариантов следует, что наименее затратным является Вариант № 6, рекомендуемый к дальнейшему рассмотрению.

Аудитор отмечает, что предназначенные для определения сметной стоимости строительства сметные нормативы ФЕР-2001 разработаны на основе принципа усреднения и рекомендованы к применению Методикой определения сметной стоимости строительства на территории Российской Федерации (Приказ Минстроя России от 04.08.2020 № 421/пр). Таким образом, представленные стоимостные показатели вполне могут считаться соответствующими стоимостным показателям, принятым в российской практике значениям и среднерыночным ценам.

Пересчет сметной стоимости из базисного уровня цен 2001г. в текущий уровень цен осуществлен в два этапа:

- из цен 2001г. в цены 2 квартала 2021г. с применением индексов изменения сметной стоимости, издаваемых ежеквартально Министерством Строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (Минстрой России);

- из цен 2 квартала 2021г. в текущий уровень цен по состоянию на 3 квартал 2022г. с использованием индексов-дефляторов, размещаемых на официальном сайте Минэкономразвития России.

Часть затрат определена на основании анализа данных сводных сметных расчетов стоимости строительства (ССРСС) объектов-аналогов (Нижне-Курейская ГЭС, Мотыгинская ГЭС, Канкунская ГЭС, Зарамагская ГЭС и другие).

Стоимость основного оборудования определена по технико-коммерческим предложениям (ТКП) заводов-изготовителей (гидросиловое оборудование по ТКП АО «Силовые машины»; механическое оборудование по АО «Уралгидросталь», ООО «ПромГидроЭнергоМаш»).

Стоимость строительства определена с учетом нормативов лимитированных затрат (средств на временные здания и сооружения, дополнительных затрат на производство строительно-монтажных работ в зимнее время и др.).

Расчет стоимости затрат на присоединение Могохской ГЭС к энергосистеме Республики Дагестан выполнен на основании «Укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов

электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства», утвержденных приказом Минэнерго России от 17.01.2019г.

Аудитор рекомендует:

- сводный сметный расчет пересчитать в современный уровень цен 2023г., с учетом индексов инфляции на текущий момент;
- сметную стоимость строительства определять не только в базисном и в текущем уровне цен, сложившихся ко времени составления смет, но и в прогнозном уровне, определяемом на основе цен, прогнозируемых к периоду окончания строительства.

Проектируемая Могохская ГЭС расположена в малоосвоенном регионе с достаточно сложной схемой организации строительства.

Продолжительность строительства оценивалась исходя из опыта интенсивного строительства подобных гидроэлектростанций.

Продолжительность строительства по вариантам представлена в табл. 3.

Таблица 3. Продолжительность строительства Могохской ГЭС

Вариант	Подготовительный период	Основной период	Общая продолжительность
Вариант 1	4 месяца	2 года 6 месяцев	2 года 10 месяцев
Вариант 2	4 месяца	3 года	3 года 4 месяца
Вариант 3	4 месяца	3 года	3 года 4 месяца
Вариант 4	4 месяца	3 года	3 года 4 месяца
Вариант 5	2 месяца	2 года 11 месяцев	3 года 1 месяц
Вариант 6	4 месяца	2 года 6 месяцев	2 года 10 месяцев

Представленные в Проекте сроки и графики реализации соответствуют рекомендациям СТО РусГидро 01.01.136 – 2022 «Методика разработки внестадийной предпроектной документации малых ГЭС».

Все расчеты эффективности выполнены в Финансовой модели (далее – ФМ), разработанной ПАО «РусГидро» в соответствии с требованиями Распоряжения Правительства №594-р от 24.03.2022 («Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года»).

В качестве источника макроэкономических и других расчетных данных и параметров ФМ были приняты Единые сценарные условия Группы «РусГидро» на 2023-2048 гг., утвержденными приказом ПАО «РусГидро» №612 от 18.08.2022 г. (далее – ЕСУ).

В соответствии с ЕСУ, эксплуатационные расходы для малых ГЭС определяются в ценах 2022 г. в расчете на 1 МВт установленной мощности (на конец года) и включают полностью следующие виды расходов: оплата труда, охрана, ремонт, страхование, оплата услуг инфраструктурных организаций, прочие расходы. В последующие годы эксплуатационные расходы индексируются по ИПЦ. Расчетная ставка эксплуатационных расходов для малой ГЭС мощностью от 25 до 50 МВт составляет 1 229,0 тыс. руб./МВт.

В расчетах учтены все виды налогов.

Оценка эффективности вариантов реализации Проекта осуществлялась с позиции его коммерческой эффективности. В качестве основных показателей, используемых для расчетов эффективности, были приняты:

- внутренняя норма доходности (ВНД, IRR);
- чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV);
- простой и дисконтированный срок окупаемости (Т, РВ);
- индекс доходности (ИД, PI).

При этом признаками экономической эффективности Проекта приняты:

- положительное значение чистого дисконтированного дохода;
- индекс доходности выше единицы при заданной норме дисконта.

Норма дисконта в соответствии с ЕСУ принята равной 12,0%.

Для целей финансово-экономического моделирования были приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования – 40 лет;
- гарантированный срок возврата инвестированного капитала с установленной доходностью – 15 лет;
- привлечение заемных средств в размере 70% по ставке 7% на срок 10 лет;
- год конкурса по ДПМ ВИЭ – 2021;
- год ввода объекта в эксплуатацию – 2027.

По результатам расчетов специалисты АО «Ленгидропроект» пришли к выводу, что наилучшие показатели эффективности из всех рассмотренных вариантов имеет вариант 6. Однако и они в текущих макроэкономических условиях не соответствуют критериям эффективности, принятым в рассматриваемой работе.

В качестве решения данной проблемы специалисты АО «Ленгидропроект» предложили снизить ставку дисконтирования до уровня не более 7%, что позволит сделать данный вариант реализации Проекта окупаемым.

Аудитор считает такое решение допустимым, но отмечает, что не может рекомендовать выбор конкретной ставки дисконтирования для данного Проекта на том или ином уровне, так как для проектов, реализуемых в рамках Группы «РусГидро», выбор этого параметра ФМ находится в компетенции Правления ПАО «РусГидро».

Заслушав выступления и мнение экспертов по результатам дискуссии, заседание секции «Гидроэлектростанции и гидротехнические сооружения» НП «НТС ЕЭС» **отмечает:**

- принятые технические решения по компоновке и параметрам основных сооружений гидроузлов, гидросилового, гидромеханического и вспомогательному оборудованию, схеме выдачи мощности, а также архитектурные решения соответствуют действующим в Российской Федерации нормам и стандартам, в частности, СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» и СТО РусГидро 01.01.136 – 2022 «Методика разработки внестадийной предпроектной документации малых ГЭС», а также современному уровню развития технологий в области гидроэнергетики;

- представленная общая схема производства работ по всем рассмотренным вариантам соответствует составу и объему строительно-монтажных работ, а также местным условиям строительства. Представленные сроки и графики реализации

соответствуют рекомендациям СТО РусГидро 01.01.136 – 2022 «Методика разработки внестадийной предпроектной документации малых ГЭС»;

- инвестиционный проект имеет средние риски реализации, связанные преимущественно со сложными условиями строительства, а также не соответствием проекта критериям эффективности в текущих макроэкономических условиях по всем рассмотренным вариантам.

Заседание секции «Гидроэлектростанции и гидротехнические сооружения» НИ «НТС ЕЭС» **решило:**

1. Одобрить результаты проведенного инжиниринговой компанией ООО «Альфа» технологического и ценового аудита инвестиционного проекта **«Могохская ГЭС» (категория А). – Предпроектная документация. Основные технические решения»**

2. Технологический и ценовой аудит представленного проекта показал, что принятые технические и технологические решения являются в целом обоснованными и подлежат дальнейшему уточнению на последующих стадиях проектирования (разработка проектной документации) и строительства.

3. Рекомендовать инвестиционный проект к дальнейшей реализации.

Первый заместитель Председателя
Научно-технического совета
НИ «НТС ЕЭС», д.т.н., профессор

В.В. Молодюк

Ученый секретарь Научно-
технического совета НИ «НТС
ЕЭС», к.т.н.

Я.И. Исамухамедов