



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 НП «НТС ЕЭС»,
д.т.н., профессор

Н.Д. Роголев

«16» марта 2023 г.

ПРОТОКОЛ

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

Рассмотрение результатов технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «**Нихалойская ГЭС**». **1 этап – 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 ООО «ЭФ-ТЭК».

Настоящий Отчет о проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «**Нихалойская ГЭС**». **1 этап – 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 «**Нихалойская ГЭС**». **1 этап – 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.

В результате конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии (ДПМ ВИЭ) был одобрен проект компании ПАО «РусГидро» Нихалойская ГЭС мощностью 23 МВт. МГЭС должна быть построена на Северном Кавказе и введена в эксплуатацию уже в 2027 году.

Нихалойская МГЭС деривационного типа является второй ступенью каскада малых ГЭС на р. Аргун в Итум-Калинском районе Чеченской республики. Выше по течению располагается Башенная МГЭС, которую планируют ввести в эксплуатацию в 2024 году.

Нихалойская МГЭС расположена на реке Аргун в Шатойском районе Чеченской Республики.

В состав основных сооружений ГЭС входят:

1. Водозаборный узел на Нихалойской ГЭС;
2. Напорный деривационный туннель;
3. Уравнительный резервуар;
4. Напорные водоводы;
5. Здание ГЭС.

ГЭС имеет следующие технико-экономические показатели (в соответствии с Приложением №1 (ТТ) «Нихалойская ГЭС» к договору №0262-06 от 10.03.2023):

Установленная мощность МГЭС –	23,00 МВт
Количество агрегатов –	2 шт.
Максимальный напор –	95,3 м.
Расчетный напор –	88-90 м.
Максимальный расход –	29,5 м ³ /с
Отметка НПУ –	602,00 м.

Для проведения технологического и ценового аудита Заказчиком была представлена техническая документация и предварительный технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий.

Аудитор считает, что объем представленной документации на данной стадии инвестиционного проекта в целом достаточен.

Рассматриваемая работа выполнена в рамках разработки основных технических решений по договору № П-41/22 от 20.06.2022 «Выполнение инженерных изысканий и разработка проектной документации для объекта «Нихалойская ГЭС».

Рассмотрены 4 варианта расположения створа и конструктивно-компоновочных решений в отношении гидротехнических сооружений Нихалойской МГЭС, ранжирование вариантов по технологичности и стоимости.

Проектировщик для каждого варианта предлагает установку 2-х вертикальных радиально-осевых гидротурбин Френсиса по 11,5 МВт. Принятые решения по компоновке и типам оборудования в здании МГЭС во всех вариантах одинаковые.

Вариант –1 и вариант –3 – это МГЭС деривационного типа, в одном случае деривационный туннель проложен по правому берегу реки, в другом – по левому.

Вариант – 2 и вариант – 2.1 – это МГЭС плотинно-деривационного типа. Здесь Проектировщик предлагает устроить водохранилище с напором 50 м., устроив плотину на выходе из каньона (глубина каньона 50 м.). А далее, как в варианте – 1, осуществить транспорт воды в деривационном туннеле. Для этого типа МГЭС рассматриваются два варианта – 2 и 2.1. Аргун – река с обильными влекомыми и взвешенными наносами и нужно принимать меры по защите от эрозионного воздействия взвешенных частиц, попадающих в проточный тракт гидротурбин. В варианте – 2.1 Проектировщик предусматривает отстойник, а в варианте – 2 – без отстойника, наличие отстойника требует места для его установки, поэтому плотину в варианте – 2.1 предлагается передвинуть немного ниже по течению реки, где есть соответствующая площадка. Еще в варианте – 2.1 проектировщик рассматривает методы строительства, которые должны снизить затраты на строительство водозаборного устройства по сравнению с вариантом – 2.

Нужно отметить, что, рассматриваемые основные технические решения, в значительной мере содержат решения и расчеты, использованные при проектировании других МГЭС в Кавказском регионе. По существу, это предварительное обоснование инвестиций.

На стадии основных технических решений не согласовано между Проектировщиком и Аудитором необходимость строительства отстойника. При разработке проектной документации, строящейся выше по течению р. Аргун Башенной МГЭС по результатам проведенной работы с заводами-изготовителями выявлено, что отказаться от отстойника в условиях данной реки не представляется возможным по причине сильной загрязненности и значительного количества наносов в деривации, что приведет к преждевременному выходу из строя оборудования и уменьшению межремонтного периода. С учетом нанесения абразивного покрытия на поверхность проточной части гидротурбинного оборудования размер взвешенных частиц, поступающих в деривацию, не должен превышать 200 мкм, а более крупные частицы должны оседать в отстойнике.

Проектировщик предлагает на данной стадии проектирования конструкцию отстойника аналогичную строящейся выше по течению Башенной МГЭС.

Аудитор считает, подход Проектировщика в части отсутствия/наличия отстойника в вариантах 2 и 2.1 не является приемлемым, т.к. в соответствии с СТО 17330282.27.140.002-2008, п. 5.1.5.34 и ГОСТ Р 55260.4.1-2013 наличие отстойника должно определяться технико-экономическими расчетами по сопоставлению затрат, связанных с эрозией рабочих колес гидротурбин и затрат на отстойник.

В состав основного гидросилового оборудования входят:

- турбина с системой автоматического управления;
- генератор с системой возбуждения.

Расчетная средняя мощность МГЭС изменяется от установленной мощности 23,0 МВт до 6,3 МВт при работе одного агрегата с расходом воды 7,5 м³/с. Диапазон изменения КИУМ – от 0,50 до 0,79 при среднем за многолетие 0,62.

Проектировщик на стадии основных технических решений выбрал основное гидросиловое оборудование АО «Силовые машины», как предложение с наименьшей ценой по сравнению с АО «Тяжмаш».

В период до 2028 года в соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России на 2022-2028 годы вывод из эксплуатации генерирующих мощностей в энергосистеме Чеченской Республике не планируется.

В тоже время в энергосистеме Чеченской Республики планируется ввод в эксплуатацию 63 МВт генерации: Наурская СЭС – 5 МВт (2022 год); Башенная МГЭС – 10 МВт (2024 год); и Курчалоевская (Предгорная) СЭС – 25 МВт (2024 год); Нихалойская ГЭС – 23 МВт (2027 год).

С учетом ввода новой генерации установленная мощность электростанций энергосистемы Чеченской Республики к 2028 году возрастет до 424,3 МВт, т.е. на 17,4% по сравнению с 2021 годом. Не смотря на прирост генерирующей мощности энергосистема останется дефицитной по мощности и электроэнергии. Дефицит мощности и электроэнергии планируется покрывать за счет ОЭС Юга.

Мощность каждого генератора Г1 и Г2 составляет 11,5 МВт при $\cos \varphi = 0,8$. От системы шин 10,5 кВ генераторного напряжения через силовой трансформатор Т1 вся мощность от 2-х гидрогенераторов передается в сеть высокого напряжения.

Для приема и распределения электроэнергии на генераторном напряжении используется комплектное генераторное распределительное устройство 10,5 кВ (ГРУ-10,5 кВ) по нетиповой схеме – «Одна система шин», состоящая из 7 ячеек. Комплектное генераторное распределительное устройство 10,5 кВ предусматривается с выкатными вакуумными выключателями.

Для распределения и передачи электроэнергии в электрическую сеть энергосистемы Чеченской Республики рассмотрены 3 варианта схемы выдачи мощности:

Вариант 1 – сооружение РУ 35 кВ Нихалойской ГЭС со строительством ВЛ 35 кВ Нихалойской ГЭС – Шатой с расширением ПС 35 Шатой;

- подвариант 1а – с реконструкцией транзита 35 кВ Шатой – Цемзавод;

- подвариант 1б – с реконструкцией ПС 35 кВ Шатой (установка секционного выключателя).

Вариант 2 – сооружение РУ 110 кВ Нихалойской с присоединением ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи;

- подвариант 2а – сооружение отпайки от ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи;

- подвариант 2б – сооружение заходов от ВЛ кВ Цемзавод – Ведучи.

Вариант 3 – сооружение РУ 110 кВ Нихалойской ГЭС с сооружением ВЛ 110 кВ Нихалойская ГЭС – Цемзавод с расширением ПС 110 кВ Цемзавод;

- подвариант 3а – с учетом строительства ПС Ведучи;

- подвариант 3б – без учета строительства ПС Ведучи.

Проектировщиком принят вариант – 2а схемы выдачи мощности на напряжении 110 кВ. Для этого предусматривается строительство открытого распределительного устройства 110 кВ (ОРУ-110 кВ) на основе типовой схемы №110-3 Н – «Блок линия-трансформатор с выключателем».

Для преобразования мощности выданной генераторами Нихалойской ГЭС на напряжении 10,5 кВ и выдачи ее в энергосистему на напряжении 110 кВ, на ГЭС предусматривается повышающий трансформатор Т-1, напряжением 110/10,5 кВ и мощностью 32000 кВА. Связь трансформатора с ГРУ -10,5 кВ обеспечивается трехфазным комплектным закрытым токопроводом с воздушной изоляцией на напряжение 10 кВ. Выключатель 110 кВ принят в элегазовом исполнении.

Связь между оборудованием ОРУ-110 кВ и силовым повышающим трансформатором осуществляется гибкой связью, выполненным неизолированными сталеалюминевыми проводами АС 150/19.

В энергосистему электроэнергия с ОРУ-110 передается с сооружением отпайки от одной цепи ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи, протяженностью 5,6 км проводом АС-120.

Аудитор обращает внимание, что в рекомендованном варианте при плановом или аварийном отключении трансформатора 110/10 кВ на площадке Нихалойской ГЭС, или при отключении ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи с отпайкой, выдачи мощности Нихалойской ГЭС в сеть 110 кВ будет полностью нарушена. Рекомендованный вариант может быть реализован при условии ввода в эксплуатацию ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи не позднее завершения строительства Нихалойской ГЭС (2027 г.). В случае отказа от плана строительства ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи или при задержке завершения строительства этой линии, наиболее вероятна реализация варианта 3.

Аудитор отмечает, что некоторые принятые решения на данной стадии проектирования схемы выдачи мощности Нихалойской ГЭС в энергосистему Чеченской Республики требуют уточнения на следующих этапах проектирования.

Для оценки затрат на реализацию инвестиционного проекта была рассмотрена сметная документация, разработанная АО «Институт Гидропроект»

Сметная документация составлена базисно-индексным методом в базисном уровне цен на 01.01.2000 г. Для приведения стоимости в текущий уровень цен применены индексы пересчета сметной стоимости, опубликованные Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой РФ), на 1 квартал 2022 года.

Сводный сметный расчет стоимости строительства Нихалойской МГЭС имеет следующие показатели в тыс. рублей без учета НДС:

Таблица 1

Виды работ	Стоимость работ по укрупненному ССРСС в текущих ценах (тыс. руб. без НДС)		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 2.1
	с напорной туннельной деривацией с забором воды из отводящего канала Нихалойской МГЭС	с напорной туннельной деривацией с забором воды из водохранилища с плотиной гравитационного типа	с напорной туннельной деривацией с забором воды из водохранилища с глухой плотиной
Горные работы	39540,86	50869,48	39540,86
Строительно-монтажные работы	4 876 509,65	4 504 899,48	5 045 130,11
Оборудование	2 072 469,11	2 553 717,01	2 532 257,70
Прочие затраты	1 618 960,10	1 629 643,42	1 390 648,78
Непредвиденные затраты – 3%	257 038, 17	260 647,81	269 041,09
Всего по сводному расчету	8 864 517, 89	8 999 777, 50	9 276 618,54

Оценка экономической эффективности проекта строительства Нихалойской ГЭС выполнена в соответствии с международными стандартами по оценке эффективности инвестиционных проектов и российскими нормативными документами.

Норма дисконтирования экономических потоков расходов и доходов принята равной ставке рефинансирования ЦБ РФ на момент проведения расчетов в размере 8% годовых.

Сравнительные экономические расчеты выполнены в рублях, в постоянных ценах. За базу расчетов принят уровень текущих цен 2022 года.

Расходы по проекту включают капиталовложения в строительство и текущие эксплуатационные расходы без учета относимых на себестоимость налогов и амортизационных отчислений.

Расчетная ставка эксплуатационных расходов принята в соответствии с «Единые сценарные условия» (ЕСУ) ПАО «РусГидро» на 2023-2048 гг.» (Приказ ПАО «РусГидро» от 18.08.2022 № 612) для МГЭС мощностью 10-25 МВт в размере 2223 тыс. руб. на 1МВт установленной мощности в ценах 2022 года.

Доходы по проекту определяются валовой выручкой, получаемой от реализации электроэнергии и мощности на оптовом рынке энергозоны Юга. В связи с тем, что проект в 2021 году прошел по конкурсу на заключение ДПМ ВИЭ, в расчетах учтено, что выручка от реализации энергоотдачи МГЭС рассчитывается по-разному в период действия ДПМ ВИЭ и в период по окончании действия договора.

В первые 15 лет эксплуатации (2028-2042 гг.) доход определяется по одноставочному (с учетом мощности) тарифу на электроэнергию, утвержденному в договоре на поставку мощности в размере 7946 руб/МВтч в ценах 2021 года или в перерасчете на уровень 2022 года – 9217 руб/МВтч.

По окончании срока действия ДПМ ВИЭ, т.е. начиная с 16-го года эксплуатации, доход рассчитывается как сумма дохода от продажи электроэнергии по цене электроэнергии на РСВ в ценах 2022 года и дохода от продажи мощности по цене действующей мощности первой ценовой зоны в ценах 2022 года. В соответствии с данными ЕСУ ПАО «РусГидро», цена электроэнергии на РСВ ЮГА в 2022 году составляла 1529 руб/МВтч, цена КОМ действующей мощности первой ценовой зоны – 181973 руб./МВт в месяц.

Основные исходные данные, используемые для расчетов показателей экономической эффективности Нихалойской ГЭС приведены в таблице 2.

Показатели	Вариант 1	Вариант 2
Установленная мощность, МВт	23,0	23,6
Среднеголетняя выработка электроэнергии, ГВтч	124,3	129,0
Капиталовложения в ценах 2 кв. 2022 года без НДС, млн. руб.	8864,5	8999,8

Сравнение вариантов проведено по показателю динамических удельных затрат DUC (Dinamic Unit Cost). Этот показатель представляет собой сумму дисконтированных расходов по проекту за расчетный период, отнесенную к приведенной выработке электроэнергии за тот же период.

Результаты расчетов DUC по вариантам сооружения Нихалойской ГЭС

Показатели	Вариант 1	Вариант 2
DUC	7,294	7,140

Некоторое преимущество имеет вариант 2.

Аудитор считает расчет показателей эффективности целесообразно проводить в прогнозных ценах с учетом инфляции, учесть налоги, ставку дисконтирования и цены продажи электроэнергии и мощности принять в соответствии с ЕСУ, а также учесть стоимость сетевого строительства для рекомендованного варианта (отпайка от одной цепи двухцепной ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи на РУ 110 кВ Нихалойской ГЭС) не входящего в сводные сметные расчеты.

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

1. Выбор основных конструктивных, технических и технологических решений в целом соответствует требованиям Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденного постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87.

2. Рассмотренные в проектной документации технические решения по Нихалойской МГЭС имеют ряд предложений и рекомендаций, однако, в целом технические и технологические решения соответствуют уровню технических решений в российской и международной практике.

3. Имеются замечания Аудитора по содержанию разделов основных технических решений.

4. Наличие отстойника должно определяться технико-экономическими расчетами по сопоставлению затрат, связанных с эрозией рабочих колес гидротурбин и затрат на отстойник.

5. Сметная документация представлена в полном объеме на объем, входящем в техническое задание на аудит.

6. Сметная документация соответствует нормам и правилам сметного ценообразования.

7. Стоимость материалов и оборудования не подтверждена конъюнктурным анализом и коммерческими предложениями поставщиков/производителей.

8. Удельный показатель стоимости строительства объекта не превышен по сравнению с объектами-аналогами.

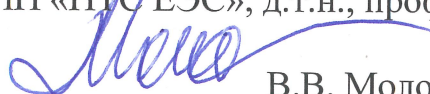
Заседание секции «Гидроэлектростанции и гидротехнические сооружения» НП «НТС ЕЭС» **решило:**

1. Одобрить результаты проведенного ООО «ЭФ-ТЭК» технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «**Нихалойская ГЭС**». **1 этап – предпроектная документация. Основные технические решения**

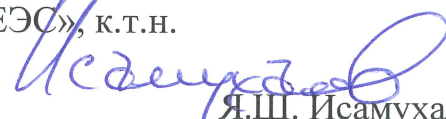
2. Технологический и ценовой аудит представленного проекта показал, что принятые технические и технологические решения являются в целом обоснованными и подлежат дальнейшему уточнению на последующих стадиях проектирования (разработка проектной документации) и строительства.

3. Рекомендовать инвестиционный проект к дальнейшей реализации.

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


В.В. Молодюк

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


Я.Ш. Исамухамедов