

**ЗАКАЗЧИК: ПАО «РУСГИДРО»**

**ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

**О ПРОВЕДЕНИИ ПУБЛИЧНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И ЦЕНОВОГО  
АУДИТА**

**ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ПО ТИТУЛУ «ЗАМЕНА  
ГИДРОАГРЕГАТОВ СТ.Н. № 1-3 МГУ «ПОД КЛЮЧ»**



**Генеральный директор**

**Д.М. Зубов**

**ЭФ  
ИНЖИНИРИНГ**

г. Москва  
Октябрь 2016 г.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>СПИСОК ТЕРМИНОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЙ, СОКРАЩЕНИЙ.....</b>		<b>5</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....</b>		<b>10</b>
<b>1</b>	<b>КРАТКОЕ РЕЗЮМЕ ОТЧЕТА .....</b>	<b>12</b>
<b>2</b>	<b>ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ.....</b>	<b>15</b>
<b>3</b>	<b>ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ГИДРОСИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ .....</b>	<b>16</b>
3.1	Гидротурбина .....	16
3.2	Гидрогенератор .....	18
3.3	Главные силовые трансформаторы.....	18
<b>4</b>	<b>НЕОБХОДИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА.....</b>	<b>19</b>
4.1	Гидротурбина.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
4.2	Гидрогенератор .....	23
4.3	Главные силовые трансформаторы.....	23
<b>5</b>	<b>ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПРЕДПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ И НА ЗАМЕНУ ГИДРОТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ....</b>	<b>24</b>
5.1	Результаты экспертизы технических требований на поставку гидротурбины....	24
5.2	Состояние гидротурбинного оборудования Майнской ГЭС .....	24
5.3	Результаты экспертизы по вспомогательному оборудованию гидроагрегата. ...	25
<b>6</b>	<b>ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПРЕДПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ И НА ЗАМЕНУ ГИДРОГЕНЕРАТОРА (МЕХАНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ) .....</b>	<b>28</b>
6.1	Механическая часть гидрогенератора .....	28
6.2	Результаты экспертизы технических требований на поставку гидрогенератора (МЕХАНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ). ....	29
6.3	Состояние гидрогенераторов Майнской ГЭС.....	28
<b>7</b>	<b>ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПРЕДПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ И НА ЗАМЕНУ К ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ.....</b>	<b>29</b>
7.1	Исходные данные для проведения технологического аудита. ....	29
7.2	Схема выдачи электрической мощности .....	30
7.3	Основное электротехническое оборудование.....	31
7.3.1	Гидрогенератор.....	31
7.3.2	Блочные трансформаторы .....	32
7.3.3	Ошиновка генераторного напряжения .....	33
7.4	Питание собственных нужд 0,4 кВ .....	33
7.5	Система постоянного тока .....	35
7.6	Электрическое освещение .....	35
7.7	Заземление .....	36
7.8	Электромагнитная совместимость .....	37
7.9	ОРУ 35 кВ .....	38
<b>8</b>	<b>РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА .....</b>	<b>38</b>
<b>9</b>	<b>ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА .....</b>	<b>41</b>
<b>10</b>	<b>СИСТЕМЫ РАС И ОМП.....</b>	<b>41</b>
<b>11</b>	<b>ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА РАЗРАБОТКУ И ПОСТАВКУ ОБОРУДОВАНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ БЛОКОВ «ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР». ....</b>	<b>43</b>
<b>12</b>	<b>ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ И ПОСТАВКИ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ №№1, 2, 3. ....</b>	<b>43</b>

<b>13</b>	<b>ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ НА АСУТП ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ИЗГОТОВЛЕНИЕ, ПОСТАВКА, МОНТАЖ, НАЛАДКА И ВВОД В ДЕЙСТВИЕ ПРИ ЗАМЕНЕ ГИДРОАГРЕГАТОВ МАЙНСКОГО ГИДРОУЗЛА «ПОД КЛЮЧ» ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ (2019-26-6Т-АРЗ) ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ АВТОМАТИКИ АГРЕГАТА (2019-26-4Т-АРЗ).....</b>	<b>45</b>
13.1	Общие положения .....	45
13.2	Результаты экспертизы .....	45
<b>14</b>	<b>АСУТП. ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ИЗГОТОВЛЕНИЕ, ПОСТАВКА, МОНТАЖ, НАЛАДКА И ВВОД В ДЕЙСТВИЕ ПРИ ЗАМЕНЕ ГИДРОАГРЕГАТОВ МАЙНСКОГО ГИДРОУЗЛА «ПОД КЛЮЧ» ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ (2019-26-6Т-АРЗ).....</b>	<b>46</b>
<b>15</b>	<b>ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ АВТОМАТИКИ АГРЕГАТА (2019-26-4Т-АРЗ) .....</b>	<b>46</b>
<b>16</b>	<b>ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПО ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ РАСЧЕТАМ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ОБОРУДОВАНИЯ МАЙНСКОЙ ГЭС.....</b>	<b>46</b>
16.1	Проектные и существующие параметры Майнского гидроузла. ....	48
16.2	Предполагаемая замена гидротурбинного оборудования.....	49
16.3	Выводы.....	53
<b>17</b>	<b>ПРЕДПРОЕКТНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МЕХАНИЧЕСКОГО И ПОДЪЕМНО-ТРАНСПОРТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ МАЙНСКОЙ ГЭС.....</b>	<b>54</b>
<b>18</b>	<b>ОБСЛЕДОВАНИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО И САНТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ МАЙНСКОГО ГИДРОУЗЛА .....</b>	<b>57</b>
18.1	Обследование механической части оборудования вспомогательных систем Майнского гидроузла. ....	58
18.2	Обследование сантехнических систем Майнского гидроузла. ....	59
18.3	Система вентиляции блока монтажной площадки.....	60
18.4	Система вентиляции СТК.....	62
18.5	Наружная сеть хозяйственно – питьевого водоснабжения.....	62
18.6	Наружная сеть хозяйственно – бытовой канализации.....	63
<b>19</b>	<b>ГРАФИК РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ.....</b>	<b>63</b>
<b>20</b>	<b>СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ЗАМЕЧАНИЙ.....</b>	<b>66</b>
<b>21</b>	<b>ЭКСПЕРТНО-ИНЖЕНЕРНАЯ ОЦЕНКА ОБОСНОВАННОСТИ ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА .....</b>	<b>68</b>
21.1	Оценка соответствия сметной документации, разработанной в составе проектной, установленным сметным нормам и правилам, а также правильность определения стоимости проектных работ, включая достоверность состава и объемов работ по разделам сметной документации объемам и составу работ, указанных в проектной документации, задании на проектирование, техническим условиям.....	68
21.2	Выделение затрат на реализацию Проекта «ЗАМЕНА ГИДРОАГРЕГАТОВ СТ. № 1-3 МГУ «ПОД КЛЮЧ» из общего ССР.....	68
21.3	Оценка смет на правильность их расчета, обоснованность применения расценок, поправочных коэффициентов, индексов пересчета в текущие цены, норм накладных расходов и сметной прибыли, лимитированных затрат в соответствии с проектными и договорными условиями, фактическими условиями строительства .....	73
21.4	Оценка стоимости материалов и оборудования, предусмотренных в проектно-сметной документации на соответствие среднерыночным показателям на период строительства.....	76
21.5	Оценка стоимости и количества используемых машин и механизмов .....	76



---

21.6	ОЦЕНКА ПРАВИЛЬНОСТИ СОСТАВЛЕНИЯ СВОДНОГО СМЕТНОГО РАСЧЕТА, ОБОСНОВАННОСТИ ВКЛЮЧЕНИЯ В НЕГО РАБОТ И ЗАТРАТ .....	76
21.7	ОБОБЩАЮЩИЕ ВЫВОДЫ .....	77
21.8	ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ .....	77
<b>22</b>	<b>ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА .....</b>	<b>77</b>
<b>23</b>	<b>ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ РИСКОВ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА .....</b>	<b>79</b>
23.1	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РИСКИ .....	79
23.2	ИНВЕСТИЦИОННЫЙ РИСК .....	79
23.3	ОПЕРАЦИОННЫЙ РИСК .....	79
23.4	ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ .....	79
23.5	РЫНОЧНЫЕ РИСКИ .....	80
23.6	РИСК УДОРОЖАНИЯ ПРОЕКТА .....	80
23.7	РИСК НЕДОФИНАНСИРОВАНИЯ ПРОЕКТА .....	80
23.8	МАТРИЦА РИСКОВ .....	81
<b>24</b>	<b>МАРКЕТИНГОВОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ РЫНКА ПОДРЯДНЫХ УСЛУГ ПО СОЗДАНИЮ ОБЪЕКТА .....</b>	<b>83</b>
24.1	Генподрядчик .....	84
<b>25</b>	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>87</b>
25.1	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ .....	87
25.2	ЦЕНОВОЙ АУДИТ .....	88

## СПИСОК ТЕРМИНОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЙ, СОКРАЩЕНИЙ

Термин, понятие	Определение
Заказчик	Публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания - РусГидро» (ПАО «РусГидро»)
Генпроектировщик	Акционерное общество «Ленгидропроект»
Инженер консультант / Исполнитель / Инжиниринговая компания (ИК)	Общество с ограниченной ответственностью «ЭФ-Инжиниринг» (ООО «ЭФ-Инжиниринг»)
Инвестиционный проект / Проект	Комплекс взаимосвязанных мероприятий, предусматривающих модернизацию действующего энергетического Объекта, в т.ч. с целью получения последующего экономического эффекта от его эксплуатации
Объект	Майнский гидроузел
Договор	Договор № СШ-280-2015/95-11/1 от «20» августа 2015 г. между ПАО «РусГидро» и ООО «ЭФ-Инжиниринг»
Участники строительства	Хозяйствующие субъекты, участвующие (непосредственно или опосредованно) в организации или осуществлении строительства Объектов на основании отдельных договоров (генерального подряда, подряда/поставки, субподряда и любых прочих договоров, связанных со строительством, в том числе услуги), по уровням кооперации (не менее четырех уровней): Заказчик - ДЗО Заказчика - генеральный подрядчик – подрядчик (поставщик) Объекта
Экспертная оценка	<p>Работы и услуги, которые проводятся ИК в период от момента вступления в силу условий Договора № СШ-280-2015/95-11/1 от «20» августа 2015 г.. до момента заключения Договора на выполнение разработки проектной документации для строительства Объекта и включают экспертные мероприятия на уровнях кооперации между Заказчиком, ДЗО Заказчика и их генподрядчиками / подрядчиками / поставщиками услуг и товаров, но не ограничиваются следующим</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Экспертная проверка документов на</li> </ul>

Термин, понятие	Определение
Технологический и ценовой аудит	<p>соответствие инвестиционному проекту по созданию Объекта;</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Экспертная проверка стоимостных показателей бюджета Объекта;</li><li>• Оценка формирования первичной и отчетной документации по Объекту;</li><li>• Оценка процессов управления при создании Объекта;</li><li>• Оценка инвестиций при создании Объекта;</li><li>• Оценка сроков создания Объекта;</li><li>• Оценка подготовки правоустанавливающей, исходно-разрешительной, проектной и иной документации, необходимой при создании Объекта;</li><li>• Определение рисков, а также причин, которые могут привести к их реализации;</li><li>• Проведение экспертных консультаций/обсуждений, в т.ч. публичных, по обращениям Заказчика или Агента;</li><li>• Иные виды экспертной деятельности, методологически, технологически и функционально связанные с Мониторингом Объекта.</li></ul> <p>Экспертная оценка Инвестиционного проекта и разработка укрупнённых рекомендаций по его оптимизации в целях повышения инвестиционной эффективности на основных стадиях жизненного цикла Объекта, проведенные независимой ИК, включая разработку предложений по оптимизации и повышению эффективности Инвестиционного проекта и участие в публичных и иных обсуждениях предложений, разработанных ИК (при обращении Заказчика и/или другого заинтересованного лица)</p>

Термин, понятие	Определение
Заключение	Письменный документ, подготовленный ИК для представления Заказчику в соответствии с требованиями и условиями № СШ-280-2015/95-11/1 от «20» августа 2015 г.. и содержащий результаты Технологического и ценового аудита Инвестиционного проекта, включая предложения по оптимизации технических и предпроектных решений, заключение о соответствии стоимости работ, оборудования и услуг рыночным ценам
Календарно-сетевой график	Единый календарно-сетевой график реализации Инвестиционного проекта, объединяющий графики подготовительных работ, проектных работ, поставок оборудования, строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и пр. работы и процедуры, обеспечивающие своевременный ввод в эксплуатацию сооружаемого Объекта в соответствии с установленными Целями
Работы	Весь объем работ и услуг, выполнение которых требуется или может потребоваться от Генподрядчика по Договору, включая поставку Оборудования и Материалов в соответствии с Договором и Приложениями к нему, в том числе работы по исправлению недостатков (дефектов), а также любые иные работы, необходимые для выполнения Генподрядчиком своих обязательств по Договору, вне зависимости от того, предусмотрены ли такие работы Договором или нет
Объекты недвижимости	Здания, строения, сооружения, включая линейные объекты, подземные, надземные сооружения, в том числе объекты незавершенного строительства, реконструкции и капитального ремонта, технического перевооружения и переоснащения, комплексы зданий, строений, сооружений, неразрывно и/или функционально связанных между собой общей территорией и общими архитектурно-градостроительными, объемно-пространственными, функциональными, инженерно-техническими, технологическими и иными решениями, а

Термин, понятие	Определение
Документация по Объекту	также иные результаты деятельности, в части регулируемой Федеральным законом от 20.12.2004 г. № 190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации»
Проектная Документация	Согласованная государственной / негосударственной экспертизой проектно-сметная документация, соответствующая им договорная и исполнительная документация, акты приемки-сдачи работ, техническая документация и иная документация, в том числе предусмотренная действующими нормами и правилами оформления / осуществления работ в строительстве, включая документацию вне стадийных предпроектных разработок
Техническая Экспертиза документов	Документация, содержащая материалы в текстовой форме и в виде карт / схем (в графической форме) и определяющая архитектурные, функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения для обеспечения строительства Объекта и/или его частей, а также результаты Изысканий, утвержденные Заказчиком и получившие (если это необходимо в силу Применимого Права) положительное заключение в результате проведения экспертиз и согласований компетентных Государственных Органов
Титульный список зданий и сооружений	Проверка ИК представленных Заказчику технических документов, включая технические документы изготовителей оборудования и материалов на предмет их соответствия (при необходимости - достоверности) фактическим параметрам выполнения работ (поставки товаров, оказания услуг, строительства, монтажа и т.п.) на Объекте, а также на предмет соответствия этих технических документов условиям утвержденной предпроектной документации и установленным Целям Инвестиционного проекта
Титульный список зданий и сооружений	Документ, сформированный Генеральным проектировщиком и согласованный с Заказчиком с учетом перечня зданий и сооружений экспликации Генерального плана Объекта





Термин, понятие	Определение
Акт приема-передачи Технической документации	строительства Документ, подписываемый Сторонами при передаче Технической документации и ее разделов. Форма указанного акта определяется в соответствии с положениями Договора генерального подряда и/или соответствующим согласованным Сторонами Приложением к Договору генерального подряда

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

Аббревиатура сокращения	Определение (понятие, наименование) сокращения
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
БТ	Блочный трансформатор
ВЛ	Воздушная линия электропередачи
ВОЛС	Волоконно-оптическая линия связи
ИД	Исполнительная документация
ИК	Инжиниринговая компания
ИП	Инвестиционный проект
КР	Капитальный ремонт
КРУЭ	Комплексное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КПД	Коэффициент полезного действия
КТ	Кабельный тоннель
МТР	Материально-технические ресурсы
МГЭС	Майнская ГЭС
МГУ	Майнский гидроузел
НДС	Налог на добавленную стоимость
НТД	Нормативно-техническая документация
ОДУ	Объединенное диспетчерское управление
ОЗП	Огнезащитное покрытие
ОРУ	Открытое распределительное устройство
ОСП	Организационная структура проекта
ОТ и ТБ	Охрана труда и техника безопасности
ОУТ	Открытая установка трансформаторов
ОЭТУ	Отделение электротехнических устройств
ПД	Проектная документация
ПИП	Приоритетные инвестиционные проекты
ПОС	Проект организации строительства
ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
ППР	Проект производства работ
ППР <sub>рем</sub>	Планово-предупредительный ремонт
ПСД	Проектно-сметная документация
ПТК	Программно-технический комплекс
РД	Руководящий документ
РДУ	Региональное диспетчерское управление
РТН	Ростехнадзор
РУСН	Распределительное устройство собственных нужд
СанПиН	Санитарно-эпидемиологические нормы и правила
СБ	Сборочные чертежи
СВМ	Схема выдачи мощности
СЗЗ	Санитарно-защитной зоны
СМР	Строительно-монтажные работы
СНиП	Строительные нормы и правила
СО ЕЭС	Системный оператор единой энергосистемы
СП	Свод правил
СР	Средний ремонт
СРО	Саморегулируемая организация
ССР	Сводный сметный расчет



Аббревиатура сокращения	Определение (понятие, наименование) сокращения
ТЗ	Техническое задание
ТКЗ	Токи короткого замыкания
ТМиС	Система телемеханики и связи
ТСН	Трансформатор собственных нужд
ТрТока	Трансформатор тока
ТТ	Технические требования
ТУ	Технические условия
ТЦА	Технологический и ценовой аудит
ТЭО	Технико-экономическое обоснование
ФСТ	Федеральная служба по тарифам
ГЭС	Гидроэлектростанция
ЭТО	Электротехническое оборудование

## 1 КРАТКОЕ РЕЗЮМЕ ОТЧЕТА

В целях обеспечения политики реализации Федеральных и муниципальных программ экономического развития регионов, а также в соответствии с требованиями по обеспечению предписаний Постановления Правительства Российской Федерации от 30.04.2013 г. № 382 «О проведении публичного технологического и ценового аудита крупных инвестиционных проектов с государственным участием», в том числе в целях подтверждения инвестиционного замысла по реализации инвестиционного проекта по «Замене гидроагрегатов ст.н. 1-3 МГУ «под ключ», ПАО «РусГидро» заключило с ООО «ЭФ-Инжиниринг» Договор № СШ-280-2015/95-11/1 от «20» августа 2015 г. на оказание инжиниринговых услуг по проведению публичного технологического и ценового аудита Инвестиционного проекта с целью проведения качественного обзора и анализа организационно-технических мероприятий, предусматриваемых при реализации Проекта, а также в целях подтверждения обоснованности предлагаемых решений в составе предпроектных документов, в том числе с целью подтверждения этих решений для их использования и учета при дальнейшей разработке проектной и рабочей документации для реализации Инвестиционного проекта.

Пакет услуг по проведению публичного технологического и ценового аудита Инвестиционного проекта «Замена гидроагрегатов ст.н. 1-3 МГУ «под ключ» в соответствии с Техническим заданием - Приложением 1 к Договору включает, но не ограничивается:

- Экспертно-инженерная оценка обоснованности затрат на реализацию инвестиционного проекта;
- Экспертно-инженерная оценка сроков и графика реализации инвестиционного проекта;
- Экспертно-инженерная оценка целесообразности принятых конструктивных, технических и сметных решений;
- Экспертно-инженерная оценка целесообразности принятых технологических решений, в том числе проводится технический анализ проектной документации на предмет:
  - качества и полноты исходных данных, используемых для проектирования;
  - соответствия принятых в проектах технических решений действующим в Российской Федерации нормам и стандартам, а также современному международному урону развитая технологий в области электроэнергетики;
  - соответствия стоимостных показателей принятым в российской и мировой практике значениям (подготовка экспертного мнения о соответствии цены проекта по разработанной проектной документации, рыночным ценам);
  - качества и полноты сметных расчетов;
  - проверки общей стоимости Инвестиционного проекта на основании объектов аналогов;
  - выявления возможностей для оптимизации принятых технических решений и сметной стоимости;

- Финансово-экономическая оценка Инвестиционного проекта.
- Идентификация основных рисков инвестиционного проекта, в том числе:
  - инвестиционные риски проекта;
  - операционные риски;
  - финансовые риски;
  - рыночные риски;
  - риск недофинансирования проекта;
  - риск недостижения запланированной рентабельности;
  - риск удорожания стоимости проекта и увеличения сроков реализации инвестиционного проекта;
  - риск недостижения плановых технико-экономических параметров инвестиционного проекта, в том числе обусловленный зависимостью от внешней инфраструктуры снабжения и потребления («входы» и «выходы» инвестиционного проекта);
  - технологические риски;
- Маркетинговое исследование рынка подрядных работ, необходимых для реализации инвестиционного проекта

В том числе для достижения поставленной цели ИК провела оценку принятых конструктивно-компоновочных решения, состава принятого силового и вспомогательного оборудования, средств регулирования и АСУ ТП, электротехнического оборудования, оборудования вторичных цепей и схемы выдачи мощности, а также анализ сметных расчетов.

В объём проектной документации, подлежащей экспертной оценке и определенной Приложением 1 «Состав проектной документации для проведения публичного технологического и ценового аудита Инвестиционного проекта «Замена гидроагрегатов ст.н. 1-3 МГУ «под ключ» к Техническому заданию Договора, входит:

Номер тома	Обозначение	Наименование
<b>Раздел 1 Пояснительная записка</b>		
1.1.1	1914-ГО1.1к	Подраздел 1 Пояснительная записка Книга 1 Текстовая часть
1.3.2	1914-ПЗ3.2к	Подраздел 3 Водохозяйственное и водно-энергетическое обоснование параметров объекта Часть 2 Водно-энергетическое и экономическое обоснование параметров объекта
<b>Раздел 5 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений</b>		
5.7.1.1	1914-ИОС7.1.1к	Подраздел 7 Технологические решения Часть 1 Гидроагрегат и вспомогательное оборудование Книга 1 Текстовая часть
5.7.1.2	1914-ИОС7.1.2к	Подраздел 7 Технологические решения Часть 1 Гидроагрегат и вспомогательное оборудование Книга 2 Графическая часть
5.7.3.1	1914-ИОС7.3.1К	Подраздел 7 Технологические решения Часть 3 Электротехническое оборудование и выдача мощности Книга 1 Текстовая часть
5.7.3.2	1914-ИОС7.3.2к	Подраздел 7 Технологические решения Часть 3 Электротехническое оборудование и выдача

Номер тома	Обозначение	Наименование
		Мощности Книга 2 Приложение
5.7.3.3	1914-ИОС7.3.3к	Подраздел 7 Технологические решения Часть 3 Электротехническое оборудование и выдача Мощности Книга 3 Приложение
5.7.3.4	1914-ИОС7.3.4к	Подраздел 7 Технологические решения Часть 3 Электротехническое оборудование и выдача Мощности Книга 4 Графическая часть
5.7.4.1	1914-ИОС7.4.1к	Подраздел 7 Технологические решения Часть 4 Автоматизированная система управления технологическими процессами Книга 1 Текстовая часть
5.7.4.2	1914-ИОС7.4.2к	Подраздел 7 Технологические решения Часть 4 Автоматизированная система управления технологическими процессами Книга 2 Гра- фическая часть
5.7.5	1914-ИОС7.5К	Подраздел 7 Технологические решения Часть 5 Ведомости объемов работ и спецификации оборудования
<b>Раздел 10 (1). Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов</b>		
10(1).1	1914-ЭЭ1к	Текстовая часть
<b>Раздел 11 «Смета на строительство объектов капитального строительства»</b>		
11.1	1914-СМ1к	Часть 1 Сводка затрат и сводные сметные расчеты
11.2	1914 -СМ2к	Часть 2 Объектные сметные расчеты
11.3.1	1914-СМ3.1К	Часть 3 Локальные сметные расчеты. Глава «2». Книга 1
11.4	1914-СМ4к	Часть 4 Перечень аналогов и прайс-листов, используемых при определении стоимости реконструкции.
<b>Раздел 12 Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами</b>		
12.4.3	1914-М04.3к	Подраздел 4 Материалы обследований Книга 3 При- ложение
12.4.4	1914-М04.4к	Подраздел 4 Материалы обследований Книга 4 При- ложение
<b>Технические задания по проекту «Замена гидроагрегатов Майнской ГЭС»</b>		
Техническое задание на проектирование, изготовление, поставку и монтаж гидрогенераторов Майнской ГЭС		
Техническое задание на проектирование, изготовление, поставку и монтаж на систему возбуждения и электрических защит агрегатов Майнской ГЭС		
Техническое задание на проектирование, изготовление, поставку и монтаж на АСУТП Майнской ГЭС		
Техническое задание на проектирование, изготовление оборудования, поставка шеф монтажные, монтажные работы для замены гидроагрегатов ст. н. 1-3 оборудования Майнской ГЭС		
Техническое задание на проектирование, изготовление, поставку и монтаж гидрогенераторов Майнской ГЭС		

ИК, проведя последовательную экспертную оценку представленных документов, сформировала выводы и рекомендации на основе опыта участия в реализации подобных проектов в энергетическом строительстве. Детальное изложение выводов и рекомендаций по отдельным составляющим Отчета приведено в соответствующих частях и разделах Отчета. Также все замечания, согласно требованию п. 4.4.2 Технического задания к Договору, сведены в таблицу 6 «Сводная таблица замечаний» раздела 8, с указанием возможного периода их устранения.

Суммарная оценка локальных выводов по разделам, позволила сформировать экспертное заключение о принятых технических решениях и ценовой части, приведенное в конечной части отчета.

## **2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ**

Майнская и Саяно-Шушенская ГЭС представляют собой единый гидроэнергетический комплекс, тесно связанный технологически: Майнская — контррегулирующая станция, Саяно-Шушенская — пиковая.

Основная задача Майнской ГЭС — сглаживать колебания уровня реки в нижнем бьефе (контррегулирование), когда Саяно-Шушенская ГЭС ведет глубокое регулирование нагрузки в энергосистеме. К тому же, Майнская ГЭС осуществляет выработку электроэнергии и за счет этого повышает совокупную выработку Саяно-Шушенского гидроэнергокомплекса.

Майнский гидроузел расположен ниже по течению Енисея в 21,5 км от Саяно-Шушенской ГЭС. В состав Майнского гидроузла входят правобережная, русловая и левобережная грунтовые плотины, здание ГЭС с тремя гидроагрегатами с поворотлопастными турбинами и бетонная водобросная плотина с пятью пролетами по 22 м каждый. Установленная мощность Майнской ГЭС — 321 тыс. кВт, фактическая среднемноголетняя годовая выработка электроэнергии — 1,530 млрд кВт·ч. Площадь зеркала водохранилища при НПУ 324,0 м составляет 10,7 км<sup>2</sup>, полный объем водохранилища при НПУ 342,0 м — 0,0946 км<sup>3</sup>, полезный объем — 0,0487 км<sup>3</sup>.

### Основные показатели гидроузла

Отметка НПУ, м	324,0
Длина по гребню, м	750,0
в том числе: водосбросная плотина, м	132,5
в том числе: земляная плотина, м	617,5
Строительная высота:	
машинного зала, м	11,3
водосбросной плотины, м	34,0
земляной плотины, м	26,5
<b>Напоры:</b>	
максимальный, м	19,6
расчетный, м	16,9
минимальный, м	11,3
Площадь зеркала водохранилища, км <sup>3</sup>	10,7
Длина водохранилища при НПУ, км	21,5
<b>Объем водохранилища:</b>	
полный, млн м <sup>3</sup>	94,6
полезный, млн м <sup>3</sup>	48,7
Установленная мощность, МВт	321
Количество гидроагрегатов	3
Количество водосбросов	5
Годовая выработка энергии, млрд кВт·ч	1,530

Сроки строительства гидроузла: 1980г. - 2000г. (с вводом во временную эксплуатацию в 1985 г.).

Электрическая энергия, вырабатываемая филиалом ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного» передается Федеральной Сетевой Компании (ФСК).

## 3 ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ГИДРОСИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

### 3.1 ГИДРОТУРБИНА

На МГЭС установлены три гидротурбинные установки типа ПЛ20/811а с диаметрами рабочих колес 10м. Спиральная камера бетонная, таврового сечения с углом охвата  $\varphi = 210^\circ$ . Рабочее колесо турбины крестовинной конструкции с прямыми серьгами, имеет 4 лопасти из нержавеющей стали, корпус колеса стальной литой. Внутренняя полость корпуса, в которой расположен механизм разворота лопастей, отделена от масляной полости сервомотора манжетными уплотнениями. Втулки подшипников из полимерных материалов (стеклоэпоксидная композиция с вкраплением второпласта) не требующая смазки. Конструкция механизма разворота лопастей исключает попадания масла из корпуса рабочего колеса в проточную часть и воды в корпус рабочего колеса из проточной части.

Вал турбины и генератора единый, сварно-кованный. В зоне турбинного подшипника предусмотрена рубашка из нержавеющей стали.

Направляющий аппарат имеет 28 лопаток и привод от четырех прямоосных сервомоторов, закрепленных на крышке турбины. Давление масла в системе регулирования 4,0МПа



Направляющий турбинный подшипник с обрешеченным вкладышем, на водяной смазке.

Гидротурбины Майнской ГЭС были выбраны АО «Ленгидропроект» под проектные напоры, определяемые отметками верхнего бьефа (НПУ) - 326м и (УМО) - 319м. По факту гидроагрегаты эксплуатировались при напорах до 16,4 м. в пропеллерных режимах, что является ниже расчетного 16,9 м.

Статистика состояния агрегатов за период эксплуатации на 01.04.2000г. представлена в таблице:

№ г/а	Дата ввода в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации (час)	Время простоя в ремонте (час)	В том числе аварийном (час)
1	01.05.85	100330	9740,7	4632
2	28.09.85	110337	7353,4	-
3	12.12.85	100794	15290,3	8389

Основными причинами неотложных ремонтов агрегатов на Майнской ГЭС были:

- протечки масла из рабочих колес,
- поломки деталей механизма разворота лопастей,
- ненадежная работа стеклоэпоксидных втулок.

Применение в рабочих колесах втулок с полимерным покрытием, срок службы которых не превышал двух лет, не обеспечивало надежность их работы и приводило к полной разборке агрегатов. Причиной разрушения втулок из полимерных материалов явилось их неудовлетворительное качество изготовления.

Межведомственная комиссия (1988г) сочла необходимым производственному объединению «Ленинградский металлический завод» выполнить разработку и создание новых поворотно-лопастных турбин для Майнской ГЭС (в первую очередь рабочих колес), но это так и не было сделано.

По согласованию с производственным объединением «Ленинградский металлический завод» в период 1994-1996г лопасти рабочих колес МГЭС были установлены в положение 17,5°, расклинены и разварены по ранее указанным причинам, в настоящее время работают в пропеллерных режимах с ограниченным открытием направляющего аппарата в зонах где вибрационное состояние гидроагрегата оценивается как «хорошо» и «удовлетворительно». Диапазон уровней верхнего бьефа при этом поддерживается на отм. 322,0-324,0.

В 2004-2006 годах произведена реконструкция механизма разворота лопастей рабочего колеса гидротурбины ст.н.1 МГУ в условиях завода ПАО «Силловые машины» с применением современных, на тот момент, технологий (применено бронзо-фторопластовое покрытие втулок механизма разворота лопастей).

В мае 2007 году при плановом останове гидроагрегата ст.н. 1 на рабочем колесе были обнаружены дефекты:

1. стирание антифрикционного слоя (бронзофторопласта) на секторах нижней втулки штока;
2. пять секторов были сорваны;

3. выдавлено и повреждено кольцо и стопорные планки;

СКБ «Гидротурбомаш» ПАО «Силовые машины» принято решение о переводе гидроагрегата ст.н.1 Майнского гидроузла в пропеллерный режим с углом разворота лопастей рабочего колеса - 17,5.

На гидроагрегатах ст.н.2 и ст.н.3 МГУ подобную реконструкцию не проводили из-за отсутствия положительного результата на гидроагрегате ст.н.1 МГУ.

### 3.2 ГИДРОГЕНЕРАТОР

В 2013-2014 годах ОАО «НПО ЦКТИ» по договору с Саяно-Шушенской ГЭС №СШ-95-11/6-2013/14-13/7 от 15.01.2013г. были проведены комплексные обследования всех трех агрегатов с целью оценки их технического состояния. В процессе обследований были проведены:

1. Информационный анализ истории эксплуатации гидрогенераторов.
2. Оценка текущего состояния гидрогенераторов во время их плановых ремонтов 2013-2014 годов по отчетной ремонтной документации проведенных регламентных работ;
3. Оценка текущего состояния гидрогенераторов по результатам специального технического контроля, выполненного во время их плановых ремонтов 2013-2014 годов;
4. Тепловые и вентиляционные испытания гидрогенераторов.

Основным дефектом всех трёх генераторов определено наличие повышенной вибрации «полюсной» частоты 100Гц, причин которой может быть несколько:

- недостаточная плотность стыковки секторов статора (при этом повышенный уровень вибраций фиксируется на «холодном» (до 30°C) сердечнике, и уменьшается по мере нагрева генератора),
- неудачная схема обмотки статора и уравнильные токи генератора

Заводом-изготовителем ПАО «Силовые машины» было дано заключение от 26 февраля 2015 года по результатам комплексного обследования гидрогенераторов (см. Приложение В настоящего тома). На основании полученных данных и изучения предоставленных ГЭС материалов сделан вывод о невозможности устранения недопустимого уровня вибраций сердечника статора. В целом состояние каждого из трех генераторов оценивается как неисправное, неработоспособное (классификация по ГОСТ 27.002-89, СТО 17330282.27.140.001-2006).

### 3.3 ГЛАВНЫЕ СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Электрическая энергия, вырабатываемая генераторами Майнского гидроузла, передаётся в сеть 220 кВ через три повышающих трёхфазных двухобмоточных трансформатора типа ТДЦ – 125000/220-71У1, работающих по блочной схеме с одним генератором единичной мощностью 107 МВт.

В 2011 году Саяно-Шушенская ГЭС по программе научно-исследовательских работ (НИР) заключила отдельный договор с ОАО «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений» (ОАО «НИИЭС», г. Москва) № СШ-217-2011 от 29.04.2011г. по обследованию трансформаторов силовых ТДЦ-125000/220-71У1 Т1...Т3 Майнской ГЭС.

Необходимость комплексного обследования специалистами блочных трансформаторов типа ТДЦ – 125000/220 была обусловлена следующими причинами:

- Стандартом организации СТО 17330282.27.010.002 установлены следующие показатели расчётного срока службы, после достижения которых должны быть проведены процедуры по оценке технического состояния оборудования, приняты решения по допустимости, параметрам и условиям его дальнейшей эксплуатации или по прекращению эксплуатации, оформлена соответствующая документация. Данный стандарт устанавливает следующие показатели расчётного срока безопасной эксплуатации для трансформаторов, изготовленных до 01.01.2007г. – 25лет.

Целью обследования трансформаторов было:

- выявление возможных дефектов и повреждений;
- оценка технического состояния после длительной эксплуатации;
- определение остаточного ресурса трансформаторов;
- определение степени износа и остаточного ресурса их основных систем;
- составление карты дефектов и заключения о техническом состоянии трансформаторов;
- предоставления технического отчёта по итогам обследования трансформаторов.

**По итогам обследования выявлены замечания:**

1. Значение кислотного числа превышает значение, ограничивающее область нормального состояния масла, остальные показатели качества масла в баке трансформатора соответствует требованиям нормативно-технической документации.
2. По результатам вибрационного обследования зафиксировано снижение запрессовки обмоток.
3. Механические, электрические и температурные характеристики трансформаторов соответствуют требованиям нормативно-технической документации.

Даны рекомендации по устранению замечаний и сделано заключение по возможности дальнейшей эксплуатации трансформаторов до следующего капитального ремонта или реконструкции.

Срок службы блочных трансформаторов Т1-Т3 продлен до декабря 2016 года.

#### **4 НЕОБХОДИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА**

Целью реконструкции является замена оборудования для безопасной эксплуатации гидроузла посредством: увеличения пропускной способности через гидроагрегаты, увеличения диапазона регулирования активной мощности ГА, сокращения вынужденного холостого пропуска воды, осуществления увеличения располагаемой мощности ГА до 107 МВт (в настоящее время располагаемая мощность гидроагрегатов: ГА-1 до 72 МВт, ГА-2 до 77 МВт. ГА-3 до 77 МВт в зависимости от напора).

#### 4.1 ГИДРОТУРБИНА

Работа гидроагрегатов Майнской ГЭС в пропеллерном режиме приводит к неэффективному использованию водных ресурсов. Ограниченная возможность регулирования расхода воды через гидроагрегаты Майнской ГЭС в рамках суточного и недельного перераспределения сбросных расходов выше-расположенной Саяно-Шушенской ГЭС приводит к вынужденной эксплуатации гидроагрегатов с напорами значительно ниже расчетных, а также в некоторых случаях к необходимости открытия затворов холостого водосброса.

На рис.4.1 представлена эксплуатационная характеристика существующих турбин с учетом работоспособности механизма разворота лопастей. Рабочая зона смещена от оптимальной зоны по КПД при снижении диапазона рабочих напоров. Энергетические возможности существующего рабочего колеса ПЛ20/811а недоиспользованы. При максимальном напоре 16.4м максимальная мощность гидротурбины составит 106МВт, не обеспечивая существующую генераторную мощность, равную 107МВт.

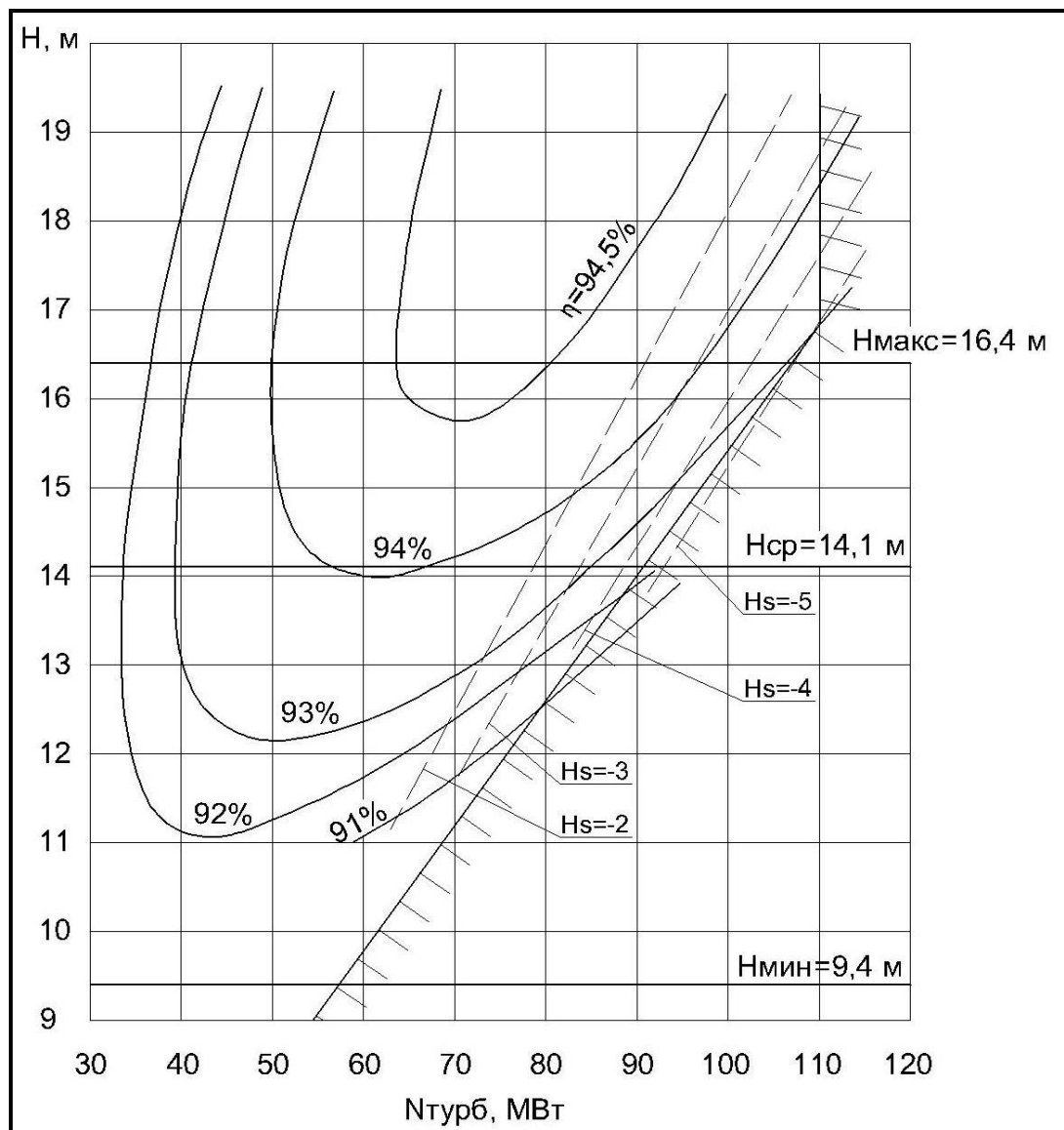


Рис 4.1. Эксплуатационная характеристика гидротурбины

ПЛ20/811а с существующим рабочим колесом, пс=62,5 об/мин

Подбор рабочего колеса с надежной конструкцией узлов механизма разворота лопастей с критериями надежности:

1. Конструкция рабочего колеса должна обеспечивать его экологическую безопасность и отсутствие протечек масла в окружающую среду (маслоненаполненное).
  2. Детали рабочего колеса должны быть изготовлены из стали, обеспечивающей запас прочности при максимальных нагрузках
  3. Уплотнения лопастей РК должны быть съемными. Конструкция уплотнений должна обеспечивать замену уплотнительных элементов без демонтажа РК или лопастей при осушенном проточном тракте.
  4. Должно быть предусмотрено наличие предупредительной сигнализации при возникновении нарушений в работе уплотнений для своевременного устранения дефекта.
  5. Поршень сервомотора РК должен иметь устройства, препятствующие его повороту относительно штока и цилиндра совместно со штоком.
  6. Перетоки масла и воды через уплотнения штока сервомотора РК в корпусе рабочего колеса не допускаются.
  7. Внутренние поверхности корпуса рабочего колеса должны иметь защитные покрытия, обеспечивающие его надежную эксплуатацию в период срока службы установки.
  8. Изменение величины перестановочных усилий в механизме поворота лопастей в процессе эксплуатации допускается только в пределах, установленных конструкторской документацией Поставщика.
  9. Для маслоненаполненных рабочих колес все рабочие поверхности вала в зоне подшипников скольжения должны иметь облицовки толщиной не менее 5 мм из нержавеющей стали.
  10. Должно быть предусмотрено наличие датчика сигнализирующего о наличии масла в корпусе рабочего колеса
  11. Рабочее колесо должно быть статически отбалансировано.  
и с улучшенной энергетической характеристикой позволяющей обеспечить максимальную генераторную мощность 107 МВт, при этом должен сводиться при следующих граничных условиях:
1. Установленная мощность ГЭС должна быть не менее существующей (321МВт);
  2. Сохраняется диаметр рабочего колеса 10м.
  3. Сохраняется тип рабочего колеса – ПЛ без замены закладных частей в существующую проточную часть.

#### **Основные характеристики существующей проточной части турбины ПЛ20/811а-В-1000:**

1. Спиральная камера трапецеидального типа с углом охвата- 210°:
  - относительная высота направляющего аппарата,  $В_0 = 0,43D_1$ .
2. Камера рабочего колеса  $D_1=10м$ :
  - отметка оси разворота лопастей рабочего колеса- 302,40 (в случае если камера РК не меняется на новую).
3. Отсасывающая труба:

- высотой 2,43Д1, с разделительным бычком толщиной 2,5м;
- шириной 26,5м;
- длиной 4,05Д1=40,5м

Примечание: Существующая проточная часть при реконструкции должна подходить для новой гидротурбины или минимально корректироваться.

**Основные показатели гидроузла для выбора новых гидротурбин следующие:**

- Установленная мощность, МВт - 321,0;
- Число агрегатов - 3
- Напоры (нетто) м :
  - максимальный - 16,4;
  - средневзвешенный - 14,1;
  - минимальный - 9,4.

На основании вышеизложенного, для нового рабочего колеса ПЛ20 предлагается прогнозная эксплуатационная характеристика (представлена на рис. 4.2). Расчетная прогнозная характеристика для гидротурбин ПЛ20 (номенклатура рабочих колес). Уточняется производителем на стадии проектирования.

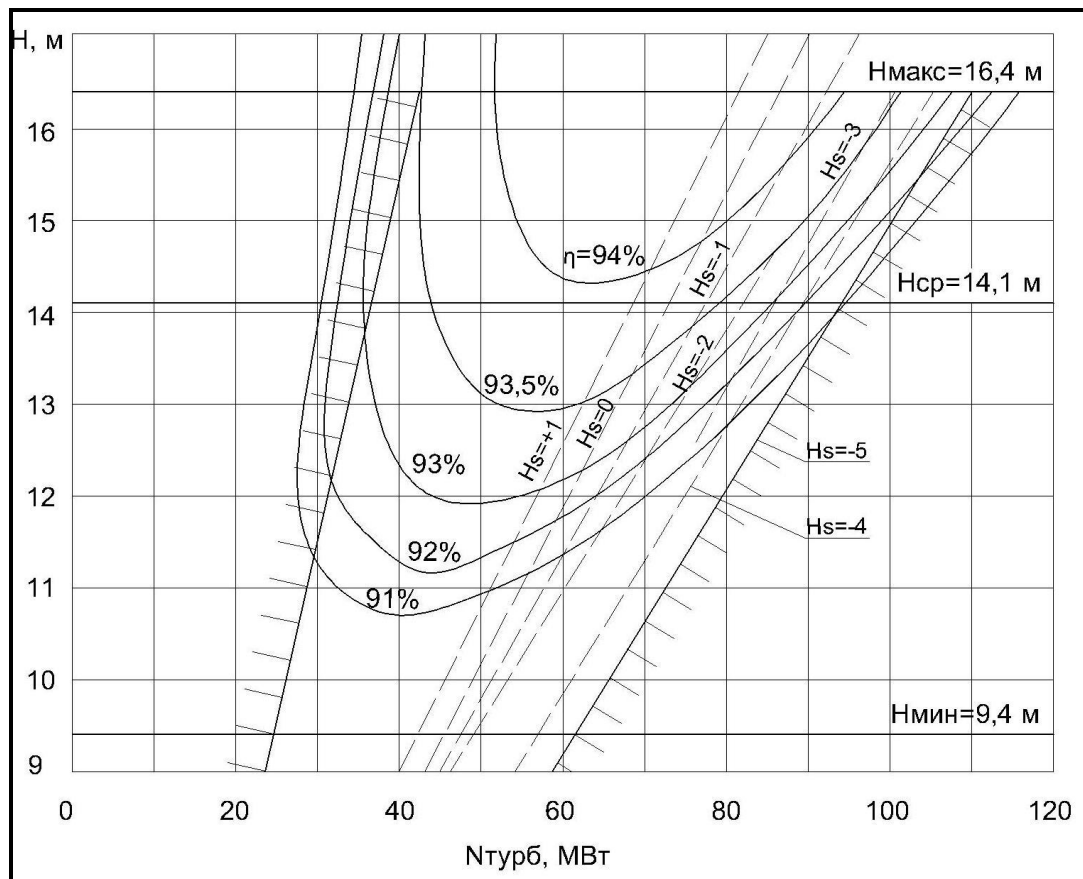


Рис.4.2. Прогнозная эксплуатационная характеристика гидротурбины с новым рабочим колесом типа ПЛ,  $n_c=62.5$  об/мин

## 4.2 ГИДРОГЕНЕРАТОР

Анализ водно-энергетических режимов ГЭС и уточнение расчетной отметки и расчетного напора не выявили возможности увеличения установленной мощности ГЭС. В результате комплексного обследования гидрогенераторов, состояние каждого из трех генераторов оценивается как неисправное, неработоспособное (классификация - по ГОСТ 27.002-89, СТО 17330282.27.140.001-2006).

Целью реконструкции в части гидрогенераторного оборудования, не исчерпавшего срока службы, в настоящий момент, является замена неработоспособного оборудования для обеспечения готовности к выдаче максимальной мощности ГЭС с устранением конструктивных дефектов обнаруженных при обследовании ПАО «Силовые машины», повышение уровня автоматизации. Следует также учесть, что срок службы гидрогенераторов к моменту начала их замены, согласно графика составит 35 и более лет. При этом замене подлежат:

- гидрогенераторы, как неработоспособные, на гидрогенераторы, отвечающие современным требованиям и оснащенные всеми необходимыми технологическими системами: система охлаждения гидрогенератора, система маслоснабжения генератора, система отвода паров масла, система торможения гидроагрегата, система теплоконтроля, система непрерывного виброконтроля в составе подсистемы вибродиагностики агрегата АСУ ТП ГЭС, система пожаротушения, система обогрева остановленного гидрогенератора для сохранения качества изоляции;
- системы возбуждения, как морально устаревшие и исчерпавшие свой ресурс, на тиристорные системы воздушного охлаждения, отвечающие современным требованиям и содержащие необходимый комплекс аппаратуры для обеспечения питания ротора генератора во всех эксплуатационных режимах выпрямленным и автоматически регулируемым постоянным током, контроля состояния оборудования системы и процесса возбуждения;

## 4.3 ГЛАВНЫЕ СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Учитывая результаты обследования трансформаторов после их 25-ти летней эксплуатации, выявленные замечания, выданные рекомендации по их устранению а также определение состояния трансформаторов как пригодных к дальнейшей эксплуатации до следующего капитального ремонта или реконструкции, следует отметить что после обследования истёк ещё один пятилетний срок эксплуатации трансформаторов. Необходимо также принять во внимание что к планируемому сроку начала замены основного оборудования Майнской ГЭС срок службы главных трансформаторов составит 35 и более лет. Необходимость реконструкции также подтверждает существенный рост эксплуатационных затрат за последние пять лет и на ближайшую перспективу, данные которых приведены в таблице 4.1.

Таблица 4-1

Виды воздействий	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
Текущий ремонт (тыс.руб. без НДС)	7425.23	10751.03	11503.60	12308.85	14629.25	21148,1	33816.46
Капитальный ремонт (тыс.руб. без НДС)	10188.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Техническое обслуживание (тыс.руб. без НДС)	14.98	16.03	17.15	18.35	21.801	36.10	44.34
<b>ИТОГО (стоимость эксплуатации) (тыс.руб)</b>	<b>17628.87</b>	<b>10767.05</b>	<b>11520.75</b>	<b>12327.20</b>	<b>14847.26</b>	<b>21184,2</b>	<b>33 860.80</b>

## 5 ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПРЕДПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ И НА ЗАМЕНУ ГИДРОТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.

При экспертизе анализировались «Технические требования на разработку, изготовление и поставку гидротурбинного оборудования» №1944-19-1т, АО «Ленгидропроект» 2015г. [3], которые являются составной частью конкурсной документации на разработку, изготовление и поставку оборудования, на предмет соответствия действующим в ПАО «РусГидро» стандарту СТО РусГидро 02.01.110-2015 «Гидротурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования»..

### 5.1 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ НА ПОСТАВКУ ГИДРОТУРБИНЫ.

Состав и содержание требований к гидротурбинной установке указанных в Технических требованиях на разработку, изготовление и поставку гидротурбинного оборудования» соответствуют действующему в ПАО «РусГидро» СТО 02.01.110-2015 «Гидротурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования» и могут быть включены в состав конкурсной документации на поставку гидротурбинного оборудования.

### 5.2 СОСТОЯНИЕ ГИДРОТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ МАЙНСКОЙ ГЭС

Изготовленные Харьковским турбинным заводом в 80-х годах прошлого века гидротурбины ПЛ 20/811а-В-1000 не смогли обеспечить надежную и эффективную эксплуатацию. Предпринимались попытки модернизации рабочего колеса с восстановлением работоспособности механизма поворота лопастей (на гидротурбине №1 в 2004-2006 г. и повторно в 2012-2014г.) силами Ленинградского металлического завода, которые так же не принесли положительных результатов.

По вибрационному состоянию оборудования при напорах от 11 до 13м наложены ограничения на работу гидроагрегата на нагрузках свыше 46...60МВт (соответственно при 11 и 13 м напора). Для более высоких напоров, ограничения определены испытаниями ОАО «НПО ЦКТИ», которые указывают о недопустимости эксплуатации гидроагрегата с мощностью свыше 74МВт (при напоре 15,46м). Повышенная вибрация приводит к ненадежной работе турбинного подшипника. Основные причины – гидравлического характера, недостаточная жесткость направляющего



подшипника, эксплуатация оборудования при напорах ниже расчетного (16,9 м), с соответствующим пониженным значением КПД турбины. В отчете ОАО «НПО ЦКТИ» приведены рекомендации - заменить гидротурбинное оборудование на новое.

в 2014г. специалистами ОАО «НИИЭС» было проведено обследование состояния гидротурбины ст.н. 1 с целью продления срока службы гидротурбины (срок службы продлен до декабря 2019 года).

В период выполнения реконструкции механизма разворота лопастей рабочего колеса также выполнено обследование ПАО «Силовые машины» представлен комплект актов обследования узлов и деталей гидротурбины, из которых следует, что статор и спиральная камера, камера РК и облицовка отсасывающей трубы, рабочее колесо, маслоприемник, вспомогательное оборудование гидротурбины – дефектов препятствующих дальнейшей эксплуатации не обнаружено, по направляющему подшипнику, валу турбины, направляющему аппарату – составлен перечень дефектов и необходимых ремонтно-восстановительных работ.

В 2015г. было проведено обследование состояния гидротурбины заводом ОАО «Турбоатом», г. Харьков, Украина. Завод, подтверждает ограничения на допустимый диапазон работы гидротурбинной установки и предлагает выполнить замену турбины.

Решение о необходимости замены гидротурбинного оборудования Майнской ГЭС на официальном уровне поднимаются в соответствии с заключением акта государственной комиссии о приемке в эксплуатацию Саяно-Шушенского гидроэнергетического комплекса от 26.10.2000г.

**Вывод:** Исходя из существующего состояния гидротурбин, а именно их работы с расклиненными лопастями в узком диапазоне нагрузок 52-72 МВт, за пределами которого наблюдается повышенная вибрация крышки и подшипника гидротурбины, отсутствие возможности регулирования активной нагрузки в широком диапазоне от 40 до 107 МВт, замена гидротурбин обоснована и является оптимальной с экономической точки зрения воздействия на гидроагрегаты с целью обеспечения безопасной эксплуатации Майнского гидроузла.

### 5.3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ ПО ВСПОМОГАТЕЛЬНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ ГИДРОАГРЕГАТА.

Согласно Проектной документации 1944-ИОС7.1.1к «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», Подраздел 7 «Технологические решения», часть 1 «Гидроагрегата и вспомогательное оборудование», том 5.7.1.1 [4], при замене гидроагрегатов производятся работы по замене гидротурбинного, гидрогенераторного, а также электротехнического и вспомогательного оборудования.

В [4] изложена информация о состоянии вспомогательного оборудования и технические решения предусмотренные проектом комплексной модернизации объекта.

**Реконструкция системы пневмохозяйства** ГЭС предусматривает, установку новых импортных винтовых и поршневых компрессоров и переход высокого рабочего давления с 4,0 МПа на 6,0МПа ([4], раздел 2.1, лист 12).

В 2016 году произведена замена воздухохоборников низкого давления предназначенных для технологических систем:

- технические нужды ГЭС;
- система торможения гидроагрегата;
- система питания КИА.

**Реконструкция системы технического водоснабжения** гидроагрегата ([4], раздел 2.2, лист 13) не предусматривает в основном изменение принципиальной схемы. Замене подлежит запорная и регулирующая арматура, контрольно-измерительные приборы, фильтры, трубопроводы, резервные насосы.

**Реконструкция системы откачки дренажных вод здания ГЭС** ([4], раздел 2.3, лист 13) предусматривает установку трех новых погружных насосов для дренажа (арматура и трубопроводы) с переносом шкафов управления на незатопляемую отметку.

**Реконструкция стационарного масляного хозяйства** ([4], раздел 2.4, лист 13) предусматривает установку нового маслоочистительного оборудования, арматура и трубопроводы в аппаратном помещении маслохозяйства.

**Реконструкция системы вентиляции.** Отопительно-вентиляционное оборудование системы вентиляции МГУ строилось по проектным техническим решениям рабочей документации 1981-1983 годов, разработанной в соответствии с требованиями СНиП II-33-75, который в настоящее время отменен и не соответствует требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации.

Отопительно-вентиляционное оборудование системы вентиляции МГУ имеет физически изношенный и морально устаревший вид.

В виду своей конструктивной особенности, существующие вентиляционные агрегаты при работе создают сильный шум, поглощение которого также конструкцией не предусмотрено. В результате вентиляционные установки, размещенные вблизи с помещениями, постоянного или длительного нахождения персонала станции создают неблагоприятные условия труда.

На приточных и вытяжных вентиляционных установках отсутствуют жалюзи, которые должны блокировать поступление внешнего холодного воздуха при выключении вентиляционной установки. При этом происходит вымерзание вент камеры, а также понижение температуры обслуживаемых установкой помещений. В зимний период года данная проблема является существенной. В случае понижения температуры в помещении компрессорной возможно затруднение запуска компрессорных установок т.к. увеличится вязкость масла.

В служебных помещениях установлены решетки с отсутствием регулирования подачи свежего и вытяжки отработанного воздуха.

Системы управления вентиляционными установками в большей степени выполнены из оборудования, которое уже снято с производства.

В автоматизации систем вентиляции отсутствует:

- контроль температуры внутреннего воздуха отапливаемых помещений за счет включения и выключения отопительных приборов;
- контроль температуры приточного воздуха;
- контроль давления на фильтрах установок приточной вентиляции;
- тепловой защиты электродвигателей;
- электромагнитная пусковая аппаратура (отсутствует в некоторых вентиляционных установках);
- интеграция с автоматизированной системой управления технологическими процессами

Таким образом обоснованием замены вспомогательного оборудования является то, что все оборудование спроектировано в 1980-х годах. Оборудованию более 30 лет, однако обращаясь к паспортным данным и общероссийскому классификатору основных фондов – срок службы оборудования – 7 лет.

**Вывод:** Технические решения принятые по замене вспомогательного оборудования обоснованы и является оптимальными с экономической точки зрения воздействия с целью обеспечения безопасной эксплуатации Майнского гидроузла и .

## **6 ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ КОНКУРСНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ И НА ЗАМЕНУ ГИДРОГЕНЕРАТОРА (МЕХАНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ)**

### **6.1 МЕХАНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ГИДРОГЕНЕРАТОРА**

При экспертизе технической части конкурсной документации для выбора поставщика гидрогенераторного оборудования для Майнской ГЭС рассмотрены, представленные Заказчиком, следующие документы:

1. [1] Технические требования (далее ТТ) для изготовления и поставки гидрогенераторов №1,2,3 №2019-26-1т-АРЗ ОАО Ленгидропроект, которые являются технической частью конкурсной документации на комплексную поставку гидрогенераторов;
2. [2] Проектная документация Раздел 1 Пояснительная записка 1914-ПЗ1.1к, Книга 1 Текстовая часть Том 1.1.1. АО «Ленгидропроект», 2015г. , включающая: Отчет ПАО «Силовые машины» по обследованию гидрогенератора и гидротурбины; Отчет ОАО «НПО ЦКТИ» по проведенным энергетическим, вибрационным и кавитационным испытаниям; Отчет ОАО «НИИЭС» «Комплексное обследование и оценка технического состояния гидросилового и вспомогательного оборудования.

### **6.2 СОСТОЯНИЕ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ МАЙНСКОЙ ГЭС**

Согласно п.8.2.1 стр.119 [2] Целью реконструкции оборудования, не исчерпавшего срока службы, является замена неработоспособного оборудования для обеспечения готовности к выдаче максимальной мощности ГЭС, а также повышение уровня автоматизации. При этом замене подлежат:

- замена гидрогенераторов, как неработоспособных, на гидрогенераторы, отвечающие современным требованиям и оснащенные всеми необходимыми технологическими системами: система охлаждения гидрогенератора, система маслоснабжения генератора, система отвода паров масла, система торможения гидрогенератора, система теплконтроля, система непрерывного виброконтроля в составе подсистемы вибродиагностики агрегата АСУ ТП ГЭС, система пожаротушения, система обогрева остановленного гидрогенератора для сохранения качества изоляции;

В предоставленных отчётах ОАО «НИИЭС» за 2011 год по обследованию гидрогенераторного оборудования Майнского гидроузла (см. том. 5.7.3.3 №1914-ИОС7.3.3к, Подраздел 7 «Технологические решения», Часть 3 «Электротехническое оборудование и выдача мощности», Книга 3 «Приложения») техническое состояние существующих генераторов оценено как удовлетворительное и определено как работоспособное.

Заводом-изготовителем ПАО «Силовые машины» было дано заключение от 26 февраля 2015 года по результатам комплексного обследования гидрогенераторов (см. том. 5.7.3.3 №1914-ИОС7.3.3к, Подраздел 7 «Технологические решения», Часть 3 «Электротехническое оборудование и выдача мощности», Книга 3 «Приложения»). На основании

полученных данных и изучении предоставленных ГЭС материалов сделан вывод о невозможности устранения недопустимого уровня вибраций сердечника статора. В целом состояние каждого из трех генераторов оценивается как неисправное, неработоспособное (классификация по ГОСТ 27.002- 89, СТО 17330282.27.140.001-2006).

### **6.3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ НА ПОСТАВКУ ГИДРОГЕНЕРАТОРА (МЕХАНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ).**

Состав и содержание требований к гидрогенераторам указанных в «Технических требованиях для изготовления и поставки гидрогенераторов» соответствуют действующему в ПАО «РусГидро» СТО 70238424.27.140.019-2010 «Гидрогенераторы. Условия поставки. Нормы и требования» и могут быть включены в состав конкурсной документации на поставку гидрогенераторов.

## **7 ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПРЕДПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА ЗАМЕНУ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ.**

### **7.1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО АУДИТА.**

Для проведения технологического аудита проекта комплексной реконструкции Майнской ГЭС в рамках электротехнической части Заказчиком была предоставлена следующая документация:

- ПД №1914-ПЗ1.1к, -ПЗ1.2к «Раздел 1. Подраздел 1. Пояснительная записка. Текстовая часть. Приложения».
- ПД №1914-ИОС1.1к, -ИОС1.2к, -ИОС1.3к, -ИОС1.4к «Раздел 5. Подраздел 1. Электротехническая часть: Книга 1. Текстовая часть; Книга 2. Приложения; Книга 3. Графическая часть; Книга 4. Ведомость объемов работ».
- ПД №1914-ИОС7.3.1к, -ИОС7.3.2к, -ИОС7.3.3к, -ИОС7.3.4к, -ИОС7.3.5 «Раздел 5. Подраздел 7. Технологическая часть. Электротехническое оборудование и выдача мощности: Книга 1. Текстовая часть; Книги 2, 3. Приложения; Книга 4. Графическая часть; Книга 5. Ведомость объемов работ».
- РД №2019-26-2т-АРЗ «Технические требования на разработку и поставку оборудования микропроцессорных защит блоков «генератор-трансформатор».
- РД №№2019-26-5т-АРЗ «Технические требования для изготовления и поставки систем возбуждения гидрогенераторов №№1, 2, 3».

Проектная документация разработана АО «Ленгидропроект» в 2015 году согласно Техническому заданию на разработку проекта «Комплексная реконструкция Майнского гидроузла» от 28 ноября 2014 года.

Комплект проектной документации в 2016 году получил положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России».

**Аудитор констатирует**, что предоставленная проектная документация выполнена с глубокой степенью проработки и достаточна для проведения технологического аудита.

## 7.2 СХЕМА ВЫДАЧИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ

Вся мощность Майнской ГЭС выдаётся в систему на напряжении 220 кВ через КРУЭ 220 кВ по двум кабельно-воздушным линиям 220 кВ. ВЛ 220 кВ располагаются на правом берегу р. Енисей и присоединяются отпайкой к двухцепной КВЛ 220 кВ «Шушенская-опорная-Означенное-районная». Каждая КВЛ рассчитана на выдачу полной мощности МГЭС.

Главная электрическая схема ГЭС построена по схеме «модифицированного мостика».

К КРУЭ 220 кВ подключены три блочных трансформатора напряжением 220/13,8 кВ мощностью 125 МВА каждый. К каждому блочному трансформатору подключается по одному гидрогенератору мощностью 125,88 МВА.

В цепях генераторного напряжения установлены элегазовые генераторные комплексы типа HECS-80S.

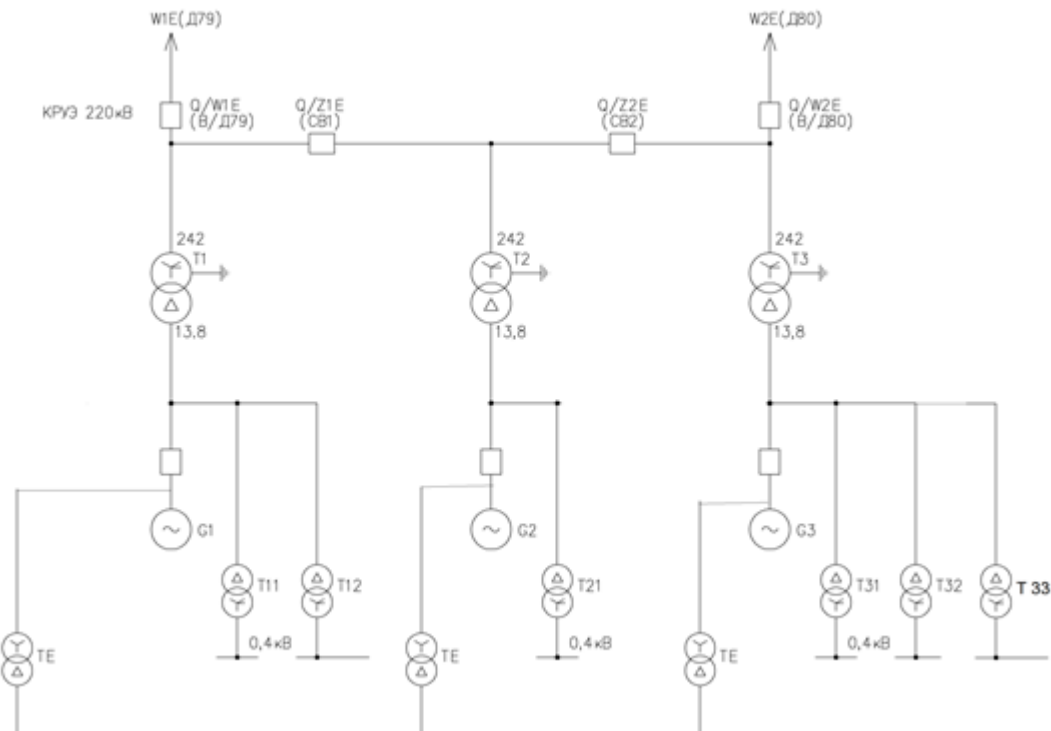


Рисунок 7.1. Главная электрическая схема Майнской ГЭС.

Необходимый уровень надёжности выдачи мощности при этом обеспечивался использованием надёжного элегазового оборудования как на стороне 220 кВ, так и на генераторном напряжении.

Этот вариант схемы был рассмотрен и утвержден на заседании секции электротехнического оборудования НТС ОАО «ГидроОГК» Протоколом № 2 от 13.12.06.

На основании представленной для анализа документации, **Аудитор делает вывод**, что главную электрическую схему Майнской ГЭС в представленном виде можно считать оптимальной и не требующей корректировки.

## 7.3 ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

### 7.3.1 Гидрогенератор

В настоящий момент на Майнской ГЭС установлены три гидрогенератора типа СВ 1490/170-96-УХЛ4 на напряжение 13,8 кВ мощностью 107 МВт каждый.

Проведенное обследование их технического состояния показало наличие неустранимой вибрации сердечника статора. В связи с этим, гидрогенераторы были признаны заводом-изготовителем ПАО «Силовые машины» неработоспособными и требующие замены.

Таким образом, Проектной документацией предусматривается замена трёх гидрогенераторов на новые.

В 2011 году ОАО «НИИЭС» было проведено комплексное обследование состояния существующих систем возбуждения. По результатам обследования состояние систем возбуждения гидрогенераторов №№1-3 было оценено как удовлетворительное и работоспособное со следующим обследованием в 2016 году. Однако для установленных систем возбуждения №№1-3 в настоящий момент фиксируется увеличивающаяся частота отказов отдельных узлов в связи с достижением нормативного срока службы. Несмотря на то, что данные отказы пока не приводили к остановке блоков, в целях повышения надежности и безопасности эксплуатации, целесообразно произвести замену систем возбуждения на новые.

Замену систем возбуждения гидрогенераторов №№1-3 планируется провести в период с конца 2016 года по конец 2017 года.

Для возбуждения гидрогенераторов будет применена статическая одноступенчатая система параллельного самовозбуждения с питанием резервированного тиристорного выпрямителя от отпайки статорной обмотки через трансформатор возбуждения.

Аппаратура регулирования, управления и защит будет выполнена с применением современных, преимущественно, микропроцессорных технологий. При этом высокая надежность работы систем возбуждения должна быть обеспечена в первую очередь за счет тщательной приработки и многократной проверки всех узлов, а также внутреннего резервирования.

Для подключения измерительных цепей защит ротора генератора и трансформатора возбуждения в комплектной поставке системы возбуждения предусмотрены трансформаторы тока на вводах высокого и низкого напряжения трансформатора системы возбуждения.

В системе управления предусмотрена возможность осциллографирования аварийных процессов, архивирования событий,

установки местного или дистанционного режима управления возбуждением, интеграции в АСУ ТП по сети Ethernet.

Генератор и его технологические системы оснащены аппаратными средствами, позволяющими в рамках АСУ ТП ГЭС осуществить мониторинг, технологические защиты и управление оборудованием.

По результатам рассмотрения предоставленной проектной документации, **Аудитор делает вывод**, что электротехнические решения, примененные в рамках замены гидрогенераторов, являются эффективными, отвечают целям реализации проекта и соответствуют требованиям действующих нормативно-технической документации.

### 7.3.2 Блочные трансформаторы

На Майнской ГЭС установлены три повышающих трёхфазных двухобмоточных трансформатора типа ТДЦ – 125000/220-71У1, предназначенные для работы по блочной схеме с одним генератором единичной мощностью 107 МВт.

Трансформаторы были введены в работу в 1985 году, и на настоящий момент их срок службы составляет 30 лет. В 2011 году ОАО «НИИЭС» было проведено комплексное обследование блочных трансформаторов с целью продления срока службы. По результатам обследования были выявлены незначительные отклонения характеристик трансформаторов с возможностью их устранения при капитальном ремонте. В целом, состояние трансформаторов было признано удовлетворительным и срок службы был продлен до декабря 2016 года.. Трансформаторы можно считать работоспособными и пригодными к дальнейшей эксплуатации. Указанные выводы приведены в техническом отчете ОАО «НИИЭС» от 2011 года, включенном в Проектную документацию, том №1914-МО4.4.

**Аудитор отмечает**, что Проектной документацией предусматривается замена всех блочных трансформаторов, несмотря на то, что они были признаны работоспособными по результатам их обследования после 25-ти летней эксплуатации, следует так же учесть что на настоящий момент трансформаторы прошли ещё один пятилетний период эксплуатации после обследования.

Принимая во внимание анализ повреждаемости трансформаторов, проведенный ОАО «НИИЭС» по данным РАО «ЕЭС России», показал, что при сроке эксплуатации 35-40 лет для блочных трансформаторов возрастает вероятность отказа, связанного с возникновением замыканий в обмотках из-за старения витковой изоляции. и повышения вероятности выхода из строя устройства РПН.

Также стоит отметить сокращающийся по мере износа оборудования интервал между текущими ремонтами. Принимая во внимание, что согласно графику замены гидроагрегатов, практические работы по замене планируются через 4-5 лет, таким образом к тому времени срок службы главных трансформаторов составит 35 и более лет. При этом следует иметь ввиду, замена трансформаторов после замены гидроагрегатов приведет в вынужденному простою гидрогенераторов Майнской ГЭС на полтора-два месяца (из расчета 2-3 недели на замену одного трансформатора) и недовыработке электроэнер-



гии в объеме порядка 120 млн.кВтч (при средней цене РСВ в Сибири на э/э 700 руб/мВтч примерно 84 млн.руб.).

Основываясь на данных обследования, а также сроках проведения реконструкции, **Аудитор считает** замену блочных трансформаторов целесообразной и обоснованной необходимостью для обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации Майнской ГЭС.

### 7.3.3 Ошиновка генераторного напряжения

Вместе с заменой гидрогенераторов Проектной документацией предусматривается замена ошиновки генераторного напряжения.

Замена масляных генераторных выключателей на современные элегазовые комплексы HECS-80S произведена в рамках отдельного проекта.

Заменить предполагается участки открытой ошиновки до трансформаторов СН Т11 и Т21, выполненные алюминиевыми шинами. Вместо открытой ошиновки предполагается установить литые токопроводы типа ТПЛА-20.

Отпайки к остальным трансформаторам выполнены кабелем и также заменяются в рамках реконструкции.

Кроме того, на всех отпайках к трансформаторам собственных нужд заменяются измерительные трансформаторы тока и разъединители с заземляющими ножами.

На отпайке к системе возбуждения, выполненной токопроводом типа ТЭКНЕ-20, также производится замена токопроводов на токопроводы с литой изоляцией типа ТПЛА-20.

В нейтральных выводах генераторов производится замена измерительных трансформаторов тока и напряжения и разъединителя на новые. Также, в нейтральных выводах устанавливаются дугогасящие заземляющие реакторы для компенсации токов замыкания на землю.

**Аудитор подтверждает** необходимость реализации данных технических решений в рамках проекта замены гидроагрегатов.

## 7.4 ПИТАНИЕ СОБСТВЕННЫХ НУЖД 0,4 КВ

Электроснабжение собственных нужд Майнской ГЭС выполняется на напряжении 0,4 кВ от щитов собственных нужд Н1, Н2, Н3 и щитов агрегатных собственных нужд АН1, АН2 и АН3.

Питание основных щитов СН Н1, Н2, Н3 осуществляется от трансформаторов СН напряжением 13,8/0,4 кВ, подключенных к каждому одиночному энергоблоку ГТ1...ГТ3.

Питание вспомогательных щитов СН АН1, АН2, АН3 осуществляется от щитов Н1...Н3 соответственно.

Все щиты СН двухсекционного исполнения с АВР на шинах. Потребители подключаются либо непосредственно к шинам ЩСН, либо через вторичные силовые сборки 0,4 кВ.

Для повышения надежности предусматривается резервное питание от трансформатора 35/0,4 кВ, установленного на ОРУ 35 кВ и ранее предназначавшегося для электроснабжения площадки во время строительства ГЭС. При остановке всех гидроагрегатов Майнской ГЭС щиты СН получают

питание от указанного выше трансформатора. ОРУ 35 кВ присоединенного к существующим сетям 35 кВ района.

В качестве аварийного источника питания для электроснабжения устройств управления водосливными затворами на Майнской ГЭС предусматривается дизель-генераторная установка мощностью 90 кВА и напряжением 0,4 кВ. Пуск ДГУ выполняется по факту отклонения параметров напряжения или частоты основного источника питания.

Кабельные линии 0,4 кВ в основном выполнены кабелями марки АВВГ.

В рамках комплексной реконструкции Проектной документацией предусматривается полная замена оборудования собственных нужд и части кабелей 0,4 кВ.

Замене подлежат трансформаторы СН мощностью 1000 кВА напряжением 13,8/0,4 кВ, щиты СН Н1...Н3 и АН1...АН3.

Схема питания щитов СН не изменяется, но изменяется схема подключения трансформаторов СН к энергоблокам. После реконструкции 6 трансформаторов СН подключаются по 2 к каждому энергоблоку ГТ1...ГТ3.

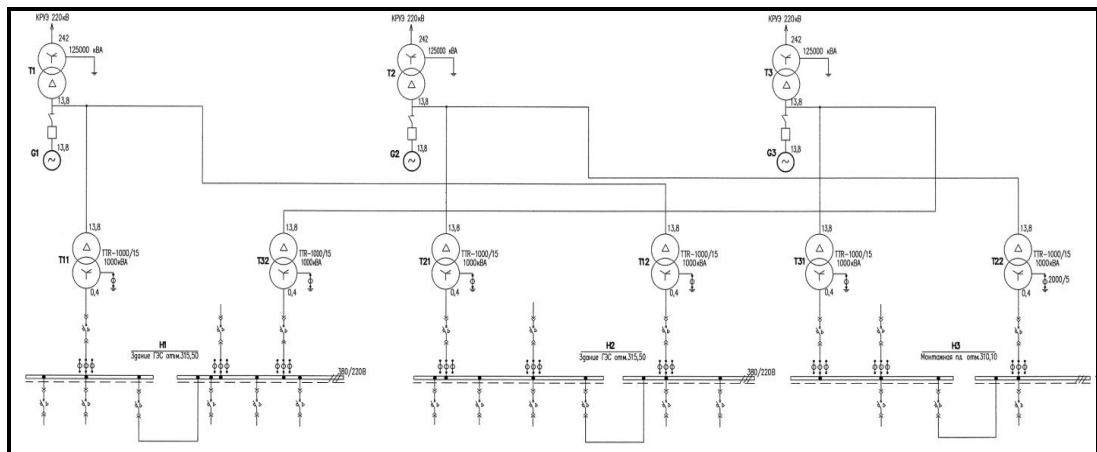


Рисунок 7-2, Схема питания ТСН 13,8/0,4 кВ после реконструкции.

Заменяемые кабельные линии будут выполнены кабелем марки ВВГнг-LS. Вместе с кабелем заменяются узлы крепления кабелей, концевые/соединительные муфты и противопожарные пояса.

На отм. 329,00 устанавливается новая ДГУ мощностью 400 кВА на напряжение 0,4 кВ для электроснабжения кранов верхнего бьефа.

**Аудитор отмечает,** что в проектной документации отсутствует расчет мощности новой ДГУ для электроснабжения кранов верхнего бьефа.

В целом, **Аудитор подтверждает** необходимость выполнения комплексной реконструкции системы питания собственных нужд.

При этом не рассматривается вариант изменения схемы СН на схемы с двумя ступенями напряжения. Согласно стандарту организации ОАО «РусГидро» СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» п.17.3.2.4 наличие напряжения 6 (10) кВ определяется общей величиной и единичной мощностью потребителей, наличием электроприемников на напряжение 6 (10) кВ, удаленностью потребителей и их структурой. Вариант с двумя напряжениями является предпочтительным, использование одного напряжения 0,4 кВ допустимо только для ГЭС небольшой мощности.» С учетом предполагаемого строи-

тельства дополнительного водосброса и необходимостью обеспечения питанием удаленных потребителей оголовков водосброса имеет смысл рассмотреть альтернативные варианты.

## 7.5 СИСТЕМА ПОСТОЯННОГО ТОКА

На момент проведения комплексной реконструкции на Майнской ГЭС установлены две малообслуживаемые аккумуляторные батареи типа 8GroE450, состоящие из 104 элементов каждая. Данные аккумуляторные батареи были установлены взамен эксплуатируемой с 1978 года батареи из элементов типа СК-32.

Емкость аккумуляторной батареи обеспечивает автономную работу ЩПТ в течение не менее 30 минут при полном исчезновении рабочего питания 0,4 кВ.

Щит постоянного тока типа ВЕ1 и зарядно-подзарядные устройства ВАЗП эксплуатируются с 1978 года и являются морально и физически устаревшими.

Согласно проектной документации, предусматривается установка нового ЩПТ из десяти панелей, трёх зарядно-подзарядных устройств типа УЗП-100 и одного разрядного устройства типа УР.

Также предусматривается замена существующих кабелей СОПТ на кабели марок ВВГнг-LS и КВВГнг-LS. Кабели прокладываются по существующим кабельным трассам с заменой кабельного крепежа, биров, соединительных муфт и восстановлением противопожарных поясов.

**Аудитор отмечает,** что все решения по реконструкции системы оперативного постоянного тока выполняются по проектной документации ЗАО «ЭнергоТехСиб» в рамках отдельного договора и в настоящем отчете не рассматриваются.

## 7.6 ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

Проектной документацией предусматривается полная реконструкция сетей внутреннего и внешнего освещения Майнской ГЭС.

Внутреннее освещение выполняется следующих типов: рабочее, аварийное освещение безопасности и аварийное эвакуационное освещение.

Питание сетей рабочего и аварийного освещения выполняется от двух независимых взаиморезервирующих источников переменного тока. Кроме того, для организации аварийного эвакуационного освещения применяются светильники со встроенными аккумуляторами, обеспечивающими независимую работу устройства в течение 3 часов.

В особо опасных помещениях и в помещениях, где производство ремонтных работ связано с соприкосновением с металлоконструкциями, выполняется сеть ремонтного освещения на напряжении 12 В с использованием разделительных трансформаторов 220/12 В.

Сети освещения выполняются негорючими кабелями с медными жилами типа ВВГнг-LS. Кабели прокладываются по кабельным конструкциям, в кабельных каналах и кабелепроводах за подвесными потолками.

Для защиты персонала станции сети освещения 380/220 В выполняются с глухозаземленной нейтралью по схеме TN-S, либо TN-C-S.

Уровни освещенности в общем должны соответствовать требованиям СП 52.13330.2011.

В состав наружного освещения входит рабочее и охранное освещение. Наружное рабочее освещение выполняется на всех участках гидроузла, где могут производиться работы, либо происходить передвижение персонала и транспорта.

Управление наружным освещением выполняется автоматически посредством шкафа управления наружным освещением, установленного в помещении щита НЗ. Предусматривается включение/выключение освещения в зависимости от уровня естественного освещения, а также по сигналу с центрального пульта ГЭС.

Проектом предусматривается охранное освещение проходных и проездных пунктов, водных запретных зон и периметра охраняемой территории гидроузла.

На проходных и проездных пунктах, а также вдоль ограждения территории гидроузла предусматривается установка светильников наружного освещения с энергосберегающими лампами на металлических опорах.

Управление охранном освещением водной поверхности производится от фотоэлемента в зависимости от уровня естественной освещенности. Управление охранном освещением периметра гидроузла осуществляется от сигнала периметральной охранной сигнализации, либо вручную из караульного помещения для проверки состояния освещения и осмотра запретной зоны в ночное время.

Питание охранного освещения гидроузла осуществляется от панели наружного освещения самостоятельными линиями.

**Аудитор обращает внимание**, что в Проектной документации не приведено обоснование включения реконструкции сетей освещения в проект.

**Без учета указанного выше замечания, Аудитор отмечает**, что приведенные в Проектной документации технические решения можно считать оптимальными и эффективными. Несоответствий требованиям действующей нормативно-технической документации Аудитором не выявлено.

## 7.7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Заземление площадки ОРУ 35 кВ полностью реконструируется в связи с заменой оборудования. В качестве проводника контура заземления применяется стальная полоса сечением 300 мм<sup>2</sup>. Выполняется связь нового контура заземления ОРУ 35 кВ с контуром заземления трансформаторной площадки также стальной полосой сечением 300 мм<sup>2</sup>.

Экраны контрольных кабелей на ОРУ 35 кВ заземляются с двух сторон.

Заземление вновь установленного оборудования на площадке ГЭС осуществляется полосой заземления сечением 160 мм<sup>2</sup>.

Вновь установленные кабельные металлоконструкции заземляются присоединением полосы заземления сечением 160 мм<sup>2</sup> к каждой стойке. Вновь проложенные полосы заземления соединяются с существующим контуром заземления.

Заземляющее устройство берегового водосброса разделяется на два локальных участка: на входном оголовке со стороны водохранилища и на водобойном колодце выходного оголовка.

Заземляющее устройство состоит из естественных и искусственных заземлителей. К естественным заземлителям относятся закладные части пазов затворов. Учитывая то обстоятельство, что пазы затворов при сработавшем водохранилище не будут находиться в воде, нормируемое сопротивление заземляющего устройства достигается полосами, проложенными по арматурной сетке входного оголовка и в водобойном колодце выходного оголовка, имеющие непосредственную связь с грунтом. Полоса сечением  $400 \text{ мм}^2$  приваривается к арматурной сетке через каждые 5 м. К указанным контурам заземления присоединяются закладные части пазов затворов которые соединены полосой заземления сечением  $300 \text{ мм}^2$ , проложенной по бетону с рельсами перекатки кранов и металлическими ограждениями.

Кроме того, электрическая связь между контурами входного и выходного оголовками, а также с контуром заземления гидроузла осуществляется кабелем ВВГ  $3 \times 70 \text{ мм}^2$ , проложенным в кабельных каналах. Для осуществления данных мероприятий на входном, выходном оголовках, а также на русловой грунтовой плотине устанавливаются шкафы заземления, которые присоединяются к контурам заземления перечисленных сооружений стальной полосой сечением  $300 \text{ мм}^2$ .

**Аудитор обращает внимание**, что согласно требованиям п. 1.7.55 ПУЭ количество проводников, объединяющих разные заземляющие контуры, должно быть не менее двух. В Проектной документации не указано явно количество ниток кабеля, соединяющего заземляющий контур здания ГЭС и оголовки нового водосброса. **Аудитор рекомендует** привести Проектную документацию в соответствие с требованиями ПУЭ.

## 7.8 ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

В рамках предпроектных обследований были проведены работы по определению электромагнитной обстановки на Майнской ГЭС. Работы выполнялись ООО «НПФ ЭЛНАП» в 2015 году.

При обследовании была проведена диагностика заземляющего устройства и системы молниезащиты. Кроме того было выполнено расчетно-экспериментальное определение электромагнитной обстановки.

По результатам обследований были сформированы рекомендации по обеспечению электромагнитной совместимости аппаратуры РЗА, ПА, ССПИ, АИИС КУЭ в рамках проводимой комплексной реконструкции, а также рекомендации по обеспечению безопасности персонала станции.

Кроме того обозначен перечень работ по восстановлению отдельных участков контура заземления и системы молниезащиты.

**Аудитор отмечает**, что все выданные ООО «НПФ ЭЛНАП» рекомендации учтены в соответствующих разделах Проектной документации.

Уточнение проектных решений по электромагнитной совместимости будет осуществляться при разработке рабочей документации с последующей проверкой по результатам натурных измерений в процессе проведения СМР.

## 7.9 ОРУ 35 КВ

Открытое распределительное устройство 35 кВ Майнской ГЭС расположено на левом берегу р. Енисей. ОРУ 35 кВ выполняет функции источника внешнего резервного питания потребителей собственных нужд Майнского гидроузла.

На ОРУ 35 кВ установлен двухобмоточный масляный трансформатор напряжением 35/0,4 кВ мощностью 1000 кВА. Питание трансформатора осуществляется от двух ВЛ 35 кВ энергосети района.

Кроме того, на ОРУ 35 кВ установлены разъединители типа РНДЗ-2-35, вентильные разрядники, а также масляные трехполюсные выключатели 35 кВ.

По результатам предпроектного обследования было определено, что существующее электротехническое оборудование и кабели ОРУ 35 кВ, которые находятся в эксплуатации более 30 лет, имеют значительный физический износ, а также морально устарели. В связи с этим в рамках комплексной реконструкции Майнского гидроузла выполняется замена оборудования ОРУ 35 кВ в полном составе, включая кабели.

После реконструкции ОРУ 35 кВ сохраняет свою функцию внешнего резервирования СН ГЭС. В рамках реконструкции схема ОРУ не меняется, выполняется только замена существующего оборудования на новое, современное с аналогичными параметрами. Существующий масляный выключатель заменяется на элегазовый выключатель, либо на вакуумный выключатель. Тип выключателя уточняется на стадии выпуска рабочей документации.

В связи с тем, что ОРУ 35 кВ является внешним резервным источником СН ГЭС, а также учитывая увеличение общей нагрузки на сеть СН с вводом в работу нового водосброса, в рамках реконструкции выполняется замена трансформатора СН 35/0,4 кВ на трансформатор мощностью 1600 кВА.

**Аудитор обращает внимание** на то, что на чертеже №1914-25-10-ИОС.ЭО в спецификации позиции 2 и 3 не соответствуют плану и разрезу установки оборудования.

Кроме того, **Аудитор отмечает**, что в Проектной документации не приведен расчет мощности вновь устанавливаемого трансформатора СН мощностью 1600 кВА взамен существующего мощностью 1000 кВА.

В целом, **Аудитор делает вывод**, что технические решения по замене оборудования ОРУ 35 кВ являются эффективными и оптимальными, однако отдельные вопросы требуют дальнейшего уточнения и дообоснования.

## 8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

В рамках проекта комплексной реконструкции Майнского гидроузла предусматривается реконструкция существующих устройств релейной защиты блоков генератор-трансформатор и ОРУ 35 кВ.

Реконструкция устройств релейной защиты КРУЭ 220 кВ не входит в объем проекта комплексной реконструкции Майнского гидроузла, так как она уже была выполнена в составе реконструкции защит блоков генератор-трансформатор при реконструкции ОРУ 220кВ.

Все вновь устанавливаемые устройства РЗА выполняются на базе современной микропроцессорной техники.

Технические средства защиты блоков генератор-трансформатор предполагается выполнить в виде двух автономных комплектов защит. Каждый комплект защит блока генератор - трансформатор размещается в отдельном шкафу. В каждом комплекте защит блока реализуются защиты гидрогенератора, блочного трансформатора, трансформатора возбуждения, системы возбуждения и защиты двух трансформаторов собственных нужд.

Состав защит и функций контроля для гидрогенератора:

- Продольная дифференциальная защита.
- Защита от замыканий на землю.
- Реле контроля напряжения нулевой последовательности.
- Контроль напряжения обратной последовательности.
- Защита от повышения напряжения.
- Защита обратной последовательности.
- Двухступенчатая дистанционная защита от внешних КЗ.
- Защита от несимметричных перегрузок обмотки статора.
- Дополнительная МТЗ.
- Защита от асинхронного режима.
- Контроль исправности цепей напряжения.
- Контроль отсутствия активной мощности.
- Устройство резервирования отказа генераторного выключателя.
- Контроль тока генератора.
- Защита оперативного резерва.
- Защита от повышения частоты.

Для трансформатора возбуждения предусматриваются следующие защиты:

- Токовая отсечка.
- Максимальная токовая защита.

Для системы возбуждения предусматриваются следующие защиты:

- Защита от потери возбуждения.
- Защита от превышения допустимой длительности форсировки.
- Защита ротора от перегрузки.
- Контроль тока ротора генератора.
- Защита ротора от замыканий на землю.
- Защита от понижения частоты в режиме холостого хода генератора.

Для блочного трансформатора предусматриваются следующие защиты:

- Продольная дифференциальная защита.
- Резервная максимальная токовая защита.
- Защита от перегрузки.
- Защита от потери охлаждения.
- Контроль тока охлаждения трансформатора.
- Контроль тока ВН трансформатора.
- Защита от замыканий на землю в сети 220 кВ.
- Контроль изоляции на стороне НН трансформатора.
- Контроль напряжения трансформатора.
- Формирование команды на пуск пожаротушения трансформатора.
- Двухступенчатая газовая защита.
- Защита от частичного пробоя изоляции ВВ вводов.

Для трансформаторов СН предусматриваются следующие защиты:

- Токовая отсечка.
- Максимальная токовая защита.
- Защита от перегрузки.

В шкафах защит предполагается предусмотреть систему бесперебойного питания от двух источников напряжением 220 В постоянного тока с автоматическим включением резерва.

В шкафах защит должна обеспечиваться корректная работа основных защитных функций в расширенном диапазоне частот 3...80 Гц.

Комплекс РЗА оборудования ОРУ-35 кВ включает в себя защиты резервного трансформатора собственных нужд 35/0,4 кВ и автоматику управления выключателями 35 кВ.

Защиты трансформатора 35/0,4 кВ:

- Токовая отсечка.
- Максимальная токовая защита.
- Защита от перегрузки.
- Защита от замыкания на землю в сети 0,4 кВ.
- Двухступенчатая газовая защита.

Терминал АУВ 35 кВ выполняет следующие функции:

- Трехфазное управление выключателем по внешнему сигналу.
- Блокировка от многократных включений.
- Фиксация положения выключателя.
- Сигнализация аварийного отключения выключателя.
- Контроль исправности цепей управления и питания.
- Резервирование отказа выключателя (УРОВ).

В терминалах микропроцессорных защит блока генератор-трансформатор и ОРУ-35 кВ предусматриваются функции регистрации сигналов и событий, формируемых микропроцессорными устройствами, осциллографирование аналоговых величин.

Комплектно с устройствами защит поставляется система мониторинга микропроцессорных защит, представляющая комплекс программно-технических средств, объединяющих в сеть шкафы микропроцессорных защит и управления.

На основании предоставленной документации **Аудитор делает вывод**, что реализуемых технических решений по релейной защите достаточно для безопасной и надежной эксплуатации Майнской ГЭС. Представленные решения не противоречат требованиям действующей нормативно-технической документации и являются эффективными.

Однако, **Аудитор обращает внимание** на то, что реконструкция технических средств МП РЗА блоков «генератор-трансформатор» проводилась в 2012-2014 годах по проекту АО «Ленгидропроект». В настоящий момент средства МП РЗА выполнены на базе шкафов НПП «ЭКРА».

Поскольку в рамках реконструкции Майнской ГЭС производится замена основного оборудования с демонтажем существующих кабелей, **Аудитор считает** целесообразной модернизацию средств РЗА блоков «генератор-трансформатор» с заменой кабелей вторичной коммутации и внесением соответствующих корректировок в программное обеспечение системы РЗА.



Кроме того, **Аудитор отмечает**, что в Проектной документации не приведено описание текущего состояния и решений по реконструкции защит ВЛ 35 кВ, либо обоснование отказа от их замены.

Таким образом, **Аудитор рекомендует** произвести корректировку ПД для устранения указанных выше несоответствий.

## 9 ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА

В объеме данного проекта комплексной реконструкции МГУ предусматривается реконструкция существующих устройств противоаварийной автоматики ВЛ 220 кВ.

Устройства противоаварийной автоматики на ВЛ 220 кВ устанавливаются по проектной документации института автоматизации энергетических систем - ЗАО «ИАЭС» г. Новосибирск, выполненной в 2013 году по титулу «Комплексная реконструкция Майнской ГЭС».

Состав системы противоаварийной автоматики ВЛ 220 кВ, устанавливаемой на Майнской ГЭС.

- Устройство автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР).
- Устройство защиты от асинхронного хода при неполнофазных режимах (ЗНПФ).

В рамках реконструкции предусматривается замена существующих резервных устройств АЛАР, выполненных на электромеханических реле, на современные микропроцессорные терминалы с сохранением всех функций существующей системы ПА.

Функция ЗНПФ применяется только при неработоспособности АЛАР в неполнофазных режимах.

Устройства ПА обеспечивают передачу информации, включая осциллограммы, в АСУ ТП по интерфейсу.

В устройствах ПА предусматривается вход для приема импульса синхронизации от системы единого времени на ГЭС.

**Аудитор отмечает**, что, в целом, технические решения по реконструкции системы ПА отвечают целям реализации проекта. Однако, поскольку проект реконструкции ПА ВЛ 220 кВ выполнялся в рамках отдельного ТЗ и отдельного договора, оценка их эффективности и достаточности не входит в рамки данного Отчета.

## 10 СИСТЕМЫ РАС И ОМП

Проектной документацией предусматривается замена существующего регистратора аварийных событий (РАС) на новую систему, включающую в себя функцию определения места повреждения ВЛ 220 кВ.

Для выполнения функций РАС и ОМП на Майнской ГЭС устанавливается система, состоящая из микропроцессорного информационно-измерительного модуля и вычислительного сервера.

Вычислительный сервер собирает информацию от измерительных модулей, осуществляет ее обработку, сохранение в памяти, отображение на мониторе и передачу данных РАС и ОМП в локальную АСУ ТП и Хакасское РДУ. При помощи сервера производится конфигурирование информационно-

измерительных модулей. Также сервер поддерживает единое системное время в информационно-измерительных модулях.

Система регистрации аварийных событий РАС совместно с системой регистрации, реализованной в АСУ ТП, должна обеспечивать решение следующих основных задач:

- анализ функционирования устройств РЗА, ПА, других систем;
- регистрацию состояния оборудования и событий, в том числе аварийных ситуаций;
- анализ состояния и режим работы силового электрооборудования (диагностика неисправностей, расчет остаточного ресурса, периодическая проверка и т.п.);
- осциллографирование аварийных процессов;
- определение места повреждения на линии;
- автоматическую передачу данных РАС и ОМП в Хакасское РДУ.

Система РАС обеспечивает запись и сохранение процессов полного цикла аварийного режима, включая предаварийный и послеаварийный режимы.

Система РАС подключается к системе синхронизации по сигналам точного времени от внешнего источника.

Одной из функций системы регистрации аварийных событий является функция определения места повреждения на линии методом двустороннего замера. На случай неисправности канала передачи данных или одного из модулей ОМП (определитель места повреждения), каждый терминал ОМП должен иметь функцию расчета места повреждения по результатам одностороннего замера.

В качестве резервных ОМП используются функции, реализованные в терминалах основных и резервных защит линий.

Для учёта взаимоиндукции параллельных линий при определении места повреждения устройства ОМП дополнительно контролируют ток нулевой последовательности параллельной линии.

Передача информации с сервера РАС в Хакасское РДУ и АСУ ТП предполагается осуществить с использованием протокола МЭК 61850 по интерфейсу Ethernet.

**Аудитор констатирует**, что технические решения по организации РАС с ОМП в общем случае не противоречат требованиям нормативно-технической документации, в том числе ПУЭ и СТО 59012820.29.020.006-2015 ОАО «СО ЕЭС».

Однако, **Аудитор рекомендует** дополнить проектную документацию решением по электроснабжению устройств РАС, поскольку данная категория устройств требует электроснабжения по первой особой категории, а также включить в проектную документацию схему подключения устройства РАС к измерительным цепям.

## 11 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА РАЗРАБОТКУ И ПОСТАВКУ ОБОРУДОВАНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ БЛОКОВ «ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР».

Технические требования на разработку и поставку МП РЗА блоков «генератор-трансформатор» приведены в разделе Рабочей документации №2019-26-2т-АРЗ, разработанном АО «Ленгидропроект» в 2015 году.

В процессе рассмотрения предоставленной документации, **Аудитор отметил** следующие несоответствия:

- Требования п.3.3 Технических требований превышают значения, приведенные в п.3.8.3 РД 34.35.310-97 без очевидной обоснованности, что может привести к необходимости изготовления МП РЗА с нетиповыми характеристиками.
- В таблице 2 в разделе 4 «Блочный трансформатор» не приведена защита от понижения уровня масла в баке трансформатора (71X согласно СТО РусГидро №01.01.78-2012), которая требуется для блоков «генератор-трансформатор» в соответствии с п. 3.2.72 ПУЭ.
- В п.5 «Требования к функциям аварийного регистратора» приведены требования к РАС, встроенным в МП РЗА. В то же время, отсутствуют требования для сопряжения МП РЗА с автономным РАС, описание которого приводится в разделе 8 тома ПД №1914-ИОС1.1к.ТЧ «Система электроснабжения. Текстовая часть».

По результатам рассмотрения технических требований на разработку и поставку МП РЗА блоков «генератор-трансформатор», **Аудитор отмечает**, что, с учетом корректировки выявленных несоответствий, данные технические требования отвечают целям реализации Проекта и могут быть представлены в составе конкурсной документации для определения поставщика оборудования.

## 12 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ И ПОСТАВКИ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ №№1, 2, 3.

Технические требования на разработку и поставку оборудования систем возбуждения гидрогенераторов представлены в томе рабочей документации №2019-26-5т-АРЗ, разработанном АО «Ленгидропроект» в 2015 году.

В пп. 15, 16, 17 Технических требований указано, что количество дискретных и аналоговых входов и выходов будет уточнено при разработке ТЗ. Аудитор считает, что ТТ на изготовление и поставку должны содержать исчерпывающую и однозначную информацию об оборудовании во избежание возможных несоответствий между проектной документацией и поставленным оборудованием. Кроме того, существует риск увеличения сроков изготовления и поставки оборудования при задержке с уточнением параметров Проектировщиком.

Таким образом, применение в ТТ формулировки «будет уточнено при разработке ТЗ» **Аудитор считает** нецелесообразным.

По результатам рассмотрения технических требований на разработку и поставку систем возбуждения, **Аудитор отмечает**, что данные технические требования, в целом, отвечают целям реализации Проекта и могут быть



представлены в составе конкурсной документации для определения поставщика оборудования.

## **13 ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ НА АСУТП ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ИЗГОТОВЛЕНИЕ, ПОСТАВКА, МОНТАЖ, НАЛАДКА И ВВОД В ДЕЙСТВИЕ ПРИ ЗАМЕНЕ ГИДРОАГРЕГАТОВ МАЙНСКОГО ГИДРОУЗЛА «ПОД КЛЮЧ» ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ (2019-26-6Т-АРЗ) ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ АВТОМАТИКИ АГРЕГАТА (2019-26-4Т-АРЗ)**

### **13.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

На рассмотрение представлено:

1. АСУТП. Проектирование, изготовление, поставка, монтаж, наладка и ввод в действие при замене гидроагрегатов Майнского гидроузла «под ключ». ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ 2019-26-6т-АРЗ.
2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ к системе технологической автоматики агрегата, 2019-26-4т-АРЗ
3. ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ. Подраздел 7. Технологические решения. Часть 4. Автоматизированная система управления технологическими процессами. 1914 - ИОС7.4.1к. Том 5.7.4.1
4. ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ. Подраздел 7. Технологические решения. Часть 4. Автоматизированная система управления технологическими процессами. 1914 - ИОС7.4.2к. Том 5.7.4.2
5. ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ. Подраздел 7. Технологические решения. Часть 4. Автоматизированная система управления технологическими процессами. 1914 - ИОС7.4.3. Том 5.7.4.3

При экспертизе выполнялся анализ состава и содержания предложенных документов на соответствие следующим отраслевым нормативным документам, действующим в ПАО «РусГидро» и ПАО «СО ЕЭС»:

- СТО 17330282.27.140.018-2008 «Гидротурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования».
- СТО 70238424.27.140.010-2010 Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования.
- СТО 59012820.29.240.002-2010 «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования».

### **13.2 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ**

В представленной документации нет сведений о существующей системе управления и контроля Майнской ГЭС. Отсутствие данных сведений не существенно при полной реконструкции системы управления.

Требования к АСУ ТП и Требования к технологической автоматике Майнской ГЭС выполнены отдельными документами, которые оформлены на основе Технических решений Том 5.7.4.1- Том 5.7.4.3.

#### **14 АСУТП. ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ИЗГОТОВЛЕНИЕ, ПОСТАВКА, МОНТАЖ, НАЛАДКА И ВВОД В ДЕЙСТВИЕ ПРИ ЗАМЕНЕ ГИДРОАГРЕГАТОВ МАЙНСКОГО ГИДРОУЗЛА «ПОД КЛЮЧ» ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ (2019-26-6Т-АРЗ).**

Представленный документ является технической частью конкурсной документации, в котором определены технические требования, объем поставки, состав и содержание работ по проектированию, разработке, изготовлению и вводу в работу системы АСУТП при замене гидроагрегатов Майнского гидроузла.

#### **15 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ АВТОМАТИКИ АГРЕГАТА (2019-26-4Т-АРЗ)**

Представленный документ является дополнением к «АСУТП. Проектирование, изготовление, поставка, монтаж, наладка и ввод в действие при замене гидроагрегатов Майнского гидроузла «под ключ». ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ 2019-26-6т-АРЗ», которое в свою очередь является технической частью конкурсной документации.

Документом определены основные технические решения по технологической автоматике гидроагрегата, определяющие последующую разработку современной системы управления гидроагрегатом Майнской ГЭС.

**Вывод:** Представленные Технические требования 2019-26-6т-АРЗ и 2019-26-4т-АРЗ в полной мере отвечают требованиям нормативных технических документов и могут быть включены в состав конкурсной документации.

#### **16 ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПО ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ РАСЧЕТАМ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ОБОРУДОВАНИЯ МАЙНСКОЙ ГЭС**

При проведении экспертизы конкурсной документации для выбора поставщика гидрогенераторного оборудования для Майнской ГЭС были рассмотрены следующие предоставленные материалы:

1. «Технические требования на разработку, изготовление и поставку гидротурбинного оборудования» №1914-19-1т, АО «Ленгидропроект» 2015г. [1], которые являются составной частью конкурсной документации на разработку, изготовление и поставку оборудования, на предмет соответствия действующим в ПАО «РусГидро» стандартам.
2. Проектная документация Раздел 5 Подраздел 7, Часть 3 1914-ИОС7.3.3к Книга 3 «Приложения» Том 5.7.3.3. АО «Ленгидропроект», 2015г. [2],

включающая: Отчет ПАО «Силовые машины» по обследованию гидрогенератора и гидротурбины; Отчет ОАО НПО ЦКТИ по проведенным энергетическим, вибрационным и кавитационным испытаниям; Отчет ОАО НИИЭС «Комплексное обследование и оценка технического состояния гидросилового и вспомогательного оборудования.

3. Проектная документация Раздел 1 Пояснительная записка 1914-ПЗ1.1к, Книга 1 Текстовая часть Том 1.1.1. АО «Ленгидропроект», 2015г. [3],
4. Проектная документация Раздел 1 Пояснительная записка 1914-ПЗ3.2к, Том 1.3.2. АО «Ленгидропроект» 2015г. [4], включающая: Водохозяйственное и водно-энергетическое обоснование параметров объекта
5. Проектная документация. Раздел 5 Подраздел 7 «Технологические решения» Часть 1 «Гидроагрегат и вспомогательное оборудование» Книга 1 Текстовая часть. Том 5.7.1.1. 1914 – ИОС7.1.1к [5]

Экспертный анализ предложенных материалов проводился в соответствии со следующими нормативными документами:

- СТО 1730282.27.140.011-2008 Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования.
- СТО 1730282.27.140.015-2008 Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.
- СТО 1730282.27.140.019-2008 Гидрогенераторы. Условия поставки. Нормы и требования.
- СТО Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. 01.01.78 2012
- СТО РусГидро 02.01.110-2015 «Гидротурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования».

**Техническая литература :**

- Гидроэнергетические установки. Под ред. Л.С. Щавелева
- Гидроэлектрические станции. Под ред. В.Я. Карелина, Г.И. Кривченко.

Майнский гидроузел, построенный в 1987 г., расположен в республике Хакасия в верхнем течении реки Енисей в 22,1 км ниже створа Саяно-Шушенской ГЭС. Майнский гидроузел и Саяно-Шушенская ГЭС образуют единый Саяно-Шушенский гидроэнергетический комплекс на реке Енисей. Пуск первого агрегата Майнской ГЭС состоялся в 1985 г.

Майнский гидроузел является контррегулятором Саяно-Шушенской ГЭС и предназначен для сглаживания колебаний уровней воды в нижнем бьефе Саяно-Шушенской ГЭС, возникающих в результате пикового характера работы гидроэлектростанции. Предполагалось, что это позволит полностью использовать возможности крупной ГЭС и снизить отрицательное влияние гидроэлектростанции, вызванное изменением водного режима реки Енисей.

На Майнской ГЭС установлены три вертикальных гидроагрегата мощностью 107 МВт с поворотно-лопастными турбинами мощностью 110 МВт, диаметр рабочего колеса 10 м.

Установленная мощность ГЭС – 321 МВт. Располагаемая мощность – 225 МВт

Ограничения в виду недопустимого вибрационного состояния ГА при повышении мощности: ГА1-71 МВт, ГА2 и ГА3-77МВт

## 16.1 ПРОЕКТНЫЕ И СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПАРАМЕТРЫ МАЙНСКОГО ГИДРОУЗЛА.

По проекту основными параметрами Майнского гидроузла предполагались: НПУ 326,0 м, УМО 319 м. При отметке НПУ 326 м предусматривалась инженерная защита поселка Черемушки.

За период эксплуатации 30 лет проектные параметры изменились:

- НПУ снижен до отметки 324,0 м, так как не была построена инженерная защита поселка Черемушки, а контрольная отметка неподтопления поселка составляет 324,6 м. Снижение уровня водохранилища приводит к уменьшению полезного объема и соответственно к недовыработке электрической энергии порядка 160 млн кВтч в год.
- Минимальный уровень верхнего бьефа в настоящее время ограничен отметкой 322,0 м из-за повышенного уровня вибрации, при работе гидротурбин в пропеллерном режиме. Перевод турбин в пропеллерный режим был осуществлен из-за неудовлетворительной работы механизма разворота лопастей рабочего колеса гидротурбины.

Еще в 1988 г. предполагалась разработка и создание новых поворотно-лопастных рабочих колес турбин для Майнской ГЭС, но это не было осуществлено.

Для снижения работы гидротурбины в зоне повышенной вибрации, по согласованию с заводом-изготовителем, в период 1994-1996г. лопасти рабочих колес были установлены в положение  $\varphi = 17,5^\circ$ , расклинены и заварены. В настоящее время гидротурбины работают в режиме с практически фиксированным открытием направляющего аппарата в зоне наименьших вибраций. Проведенная в 2014г. ПАО «Силловые машины» модернизация рабочего колеса гидротурбины №1 с восстановлением работоспособности механизма поворота лопастей рабочего колеса



не позволила снять ограничения по вибрационному состоянию гидроагрегата и по располагаемой мощности

Изменение уровней верхнего бьефа Майнского гидроузла при этом поддерживается в диапазоне отметок 322,0-324,0 м.

Такое снижение рабочего объема водохранилища уменьшило пропускную способность турбин, снизило мощность и существенно уменьшило регулировочный диапазон, что не позволяет выполнять Майнской ГЭС предполагаемые по первоначальному проекту функции контррегулятора Саяно-Шушенской ГЭС в полном объеме.

- Проектная установленная мощность Майнской ГЭС составляет 321 МВт. Но из-за перевода гидротурбин в пропеллерный режим и изменения НПУ располагаемая мощность снизилась до 225 МВт, в результате чего пропускная способность ГЭС снизилась с 2150 м<sup>3</sup>/с до 1760 м<sup>3</sup>/с. Все это привело к увеличению частоты и объема холостых сбросов, снижению эффективности работы гидроагрегатов, снижению выработки. По сути, агрегаты работают в диапазоне нагрузок 52-72 МВт и в диапазоне изменения отметки верхнего бьефа 322-324 м. Вибрационное состояние оборудования накладывает ограничения на работу гидроагрегата.
- Диапазон изменения напоров турбин Майнской ГЭС предполагался по проекту расчетный  $H_p=16,9$  м, максимальный  $H_{max}=19,6$  м, минимальный  $H_{min}=10,8$  м. На практике существующие турбины работают при напорах значительно меньше расчетного с меньшими величинами КПД турбины. Средневзвешенный напор по выработке электроэнергии составляет величину 14,1 м, максимальный напор достигает величины 16,4 м, минимальный 9,2 м.

Таким образом, **в настоящее время Майнская ГЭС не выполняет полностью заявленные проектом функции из-за ограничений по оборудованию.**

## 16.2 ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ ЗАМЕНА ГИДРОТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.

В настоящий момент принято окончательное решение о полной замене гидросилового оборудования.

При замене гидротурбинного оборудования на каждом агрегате станции предполагается замена рабочего колеса, вала турбины, направляющего аппарата, рабочих механизмов, САУ. Новая гидротурбинная установка предназначена для использования в существующей проточной части гидроагрегатного блока. При реконструкции закладные части проточной части (статор с поясами статора и нижним кольцом направляющего аппарата), облицовка шахты турбины на агрегатах ГЭС не меняются.

Использование существующих закладных частей уточняется по результатам обследования, а также на стадии проектирования и проведения модельных испытаний. Основанием такого решения о замене явились отчеты ПАО «Силовые машины» по обследованию гидротурбин и гидрогенераторов, ОАО НПО «ЦКТИ» по энергетическим, вибрационным и кавитационным испытаниям [2]. Оценка энергетических характеристик гидроагрегатов

производится при проведении натуральных энергетических испытаний гидроагрегатов.

В 2014 году после реконструкции механизма поворота лопастей турбины № 1 и перевода ее в поворотно-лопастный режим были проведены вибрационные, энергетические и кавитационные испытания гидроагрегата ст. № 1, выполненные ОАО «НПО ЦКТИ» в 2014 году. Энергетические и вибрационные испытания выполнялись при трех напорах. В результате энергетических испытаний индексным методом была построена эксплуатационная характеристика и определена оптимальная комбинаторная зависимость. По результатам вибрационных испытаний установлена зона допустимой работы. На эксплуатационной характеристике для  $H = 13,66$  м она составляет 18 - 64 МВт, для  $H = 14,57$  м соответственно 22 - 68 МВт, для  $H = 15,46$  м зона допустимой работы составляет 24 – 74 МВт.

Для определения действительных энергетических качеств гидроагрегата, определения фактической величины КПД энергетические испытания гидротурбины должны проводиться абсолютным методом. При невозможности проведения таких трудоемких и дорогостоящих испытаний, проводятся испытания индексным методом с измерением фактических значений мощности и напора и условного расхода. Для оценки энергетических качеств гидроагрегата производится сравнение формы характеристики, полученной при испытаниях индексным методом с характеристикой, выданной заводом-изготовителем, либо характеристикой, подтвержденной испытаниями гидроагрегата абсолютным методом проведенными ранее.

На рисунке 16-1 выполнено сравнение рабочей характеристики, полученной при испытаниях ОАО «НПО ЦКТИ», с характеристикой реконструированной турбины, выданной заводом-изготовителем. Характеристики исследуются при напоре 15,46 м. Сравнивая характеристики по форме, можно отметить разную крутизну соответствующих восходящих и нисходящих ветвей характеристик. Полученная при испытаниях характеристика лежит ниже заводской на 3 – 1% при мощностях турбины от 30 до 50 МВт и на 1 – 7,5 % при мощностях турбины 80 – 106 МВт. То есть при минимальных и максимальных нагрузках КПД натурной турбины является более низким, чем на заводской характеристике.

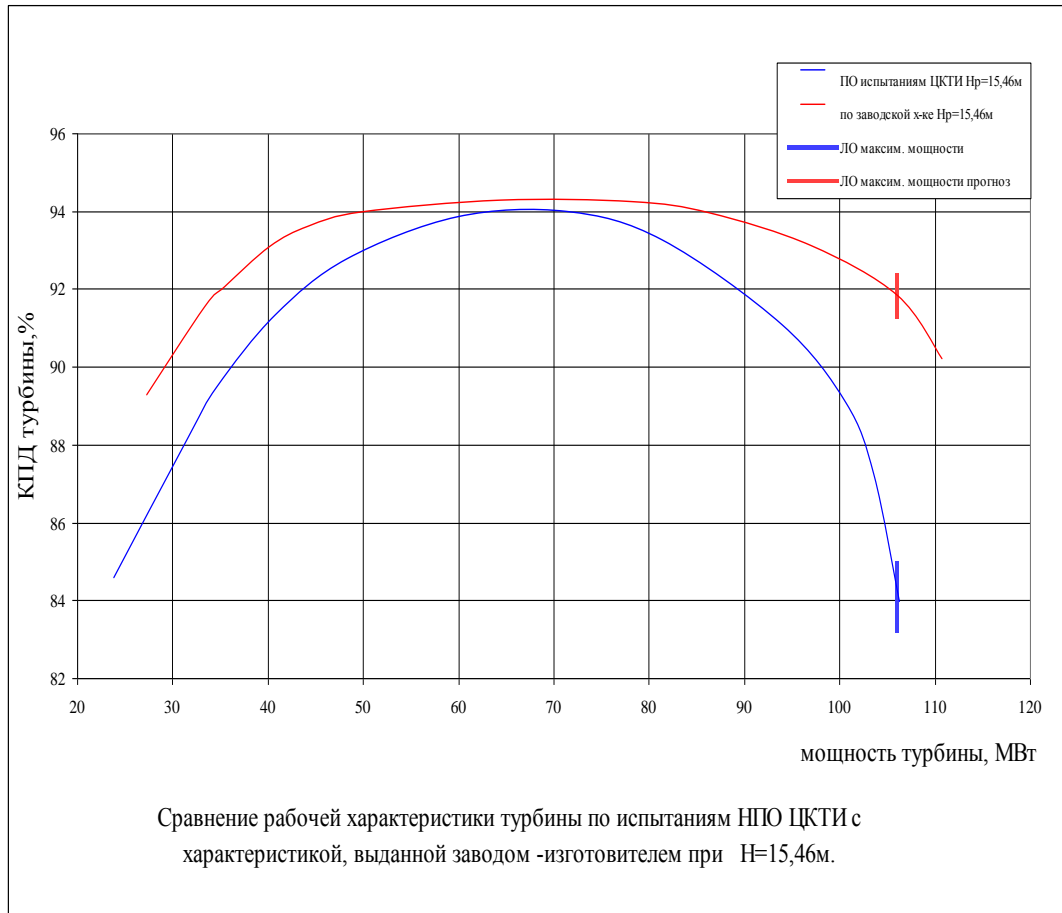


Рисунок 16-1

Это сравнение подтверждает вывод, сделанный по результатам испытаний, о том, что гидротурбинному оборудованию Майнской ГЭС для обеспечения надежности и повышения эффективности и надежности необходима замена.

Замена гидросилового оборудования Майнской ГЭС позволит увеличить располагаемую мощность станции, вести недельное и суточное регулирование.

- По проекту в результате комплексной реконструкции Майнской ГЭС предполагается увеличение располагаемой мощности ГЭС до 321 МВт и кпд до 95%. 2.4. Требуется устранить различия в Технических требованиях [1] к новой гидротурбинной установке, где заявлены напоры турбины (нетто): расчетный  $H_p=16,4$  м,  $H_{\max}=19,6$  м,  $H_{\min}=9,4$  м максимальный кпд турбины не менее 95 % таблица 5.1., а в разделе гарантии поставщика  $H_{\max}=16,4$  м,  $H_{\min}=9,4$  м, величина расчетного напора не указывается, максимальный кпд турбины не менее 96 % (таблица 22.1).

Расчетным по мощности напором турбины ГЭС считается минимальный напор, при котором турбина развивает номинальную мощность, соответствующую номинальной мощности генератора при расчетном значении коэффициента мощности  $\cos \phi$ . Для Майнской ГЭС величина номинальной мощности генератора составляет 107 МВт при номинальном  $\cos \phi$ . Коэффициент полезного действия генератора 97,4 %.

Как правило, для большинства гидроэлектростанций величина расчетного напора близка к величине средневзвешенного напора, но является несколько меньшей величиной. Для условий Майнского гидроузла величина средневзвешенного напора составляет 14,1 м при НПУ 324 м .

При выборе проектных параметров величина расчетного напора для проектируемой ГЭС в соответствии с СТО РусГидро 02.01.110-2015 определяется на основании водноэнергетических расчетов с перебором в диапазоне максимальный - средневзвешенный - минимальный с определением в каждом варианте расчетного напора, глубины и продолжительности снижения располагаемой мощности ГЭС ниже номинального значения.

При выборе расчетного напора турбины должна рассматриваться средняя многолетняя выработка и располагаемая мощность ГЭС. Оптимальное соотношение между установленной и располагаемой мощностью определяется технико-экономическими расчетами.

- В технических требованиях приведена топограмма работы гидроагрегата Майнской ГЭС.

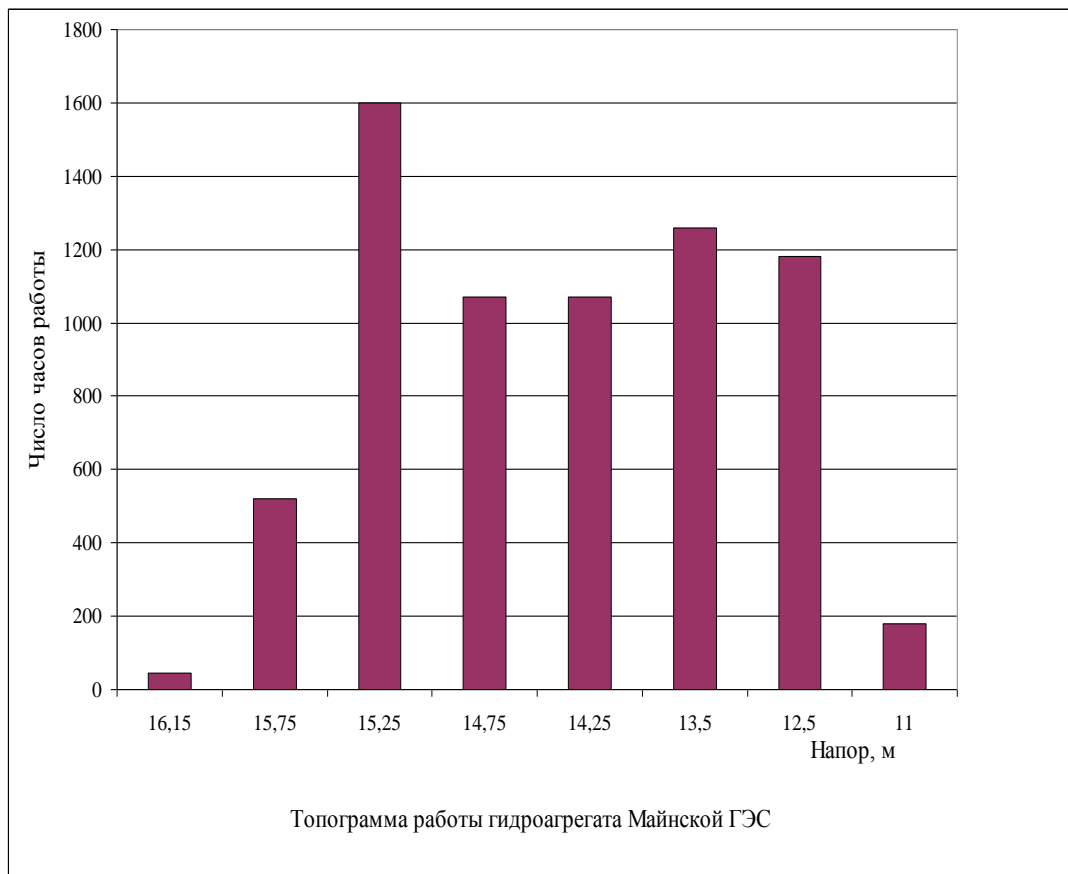


Диаграмма отражает число часов использования за год агрегата с нагрузками 107 МВт, 75 МВт, 32,5 МВт при напорах 11-16,15 м. На ней наглядно показана зона напоров (12,5 – 15,5 м), в которой гидроагрегаты работают в течение года.

- Также в [ 1 ].приведена кривая уровня нижнего бьефа (НБ) в зависимости от расхода воды в нижнем бьефе.

Допустимые высоты отсасывания:

$$H_s = \nabla_{\text{Оси рабочего колеса}} - \nabla_{\text{НБ}} = 302,4 - \nabla_{\text{НБ}}$$

не превышают заданной в Технических требованиях на новую гидротурбину величины - 5м при расходах, превышающих 900 м<sup>3</sup>/с.

Технические требования соответствует действующим нормам и Стандартам. Выбор основных параметров оборудования, выполненный, исходя из условий установки нового гидроагрегата в существующую строительную часть ГЭС, вписания новой гидротурбины в старую проточную часть (спиральную камеру и отсасывающую трубу) с увеличением располагаемой мощности гидроагрегатов и увеличением КПД (без увеличения номинальной мощности турбины и генератора) отвечает требованиям модернизации оборудования и повышения возможности регулирования, технического уровня гидроэлектростанции.

### 16.3 ВЫВОДЫ

- Состав и содержание требований к гидротурбинной установке указанных в Технических требованиях на разработку, изготовление и поставку гидротурбинного оборудования» соответствуют действующему в ПАО «РусГидро» СТО 02.01.110-2015 «Гидротурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования» и могут быть включены в состав конкурсной документации на поставку гидротурбинного оборудования.
- Замена гидроагрегатов обоснована и является оптимальной с экономической точки зрения воздействия с целью обеспечения безопасной эксплуатации Майнского гидроузла.

## 17 ПРЕДПРОЕКТНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МЕХАНИЧЕСКОГО И ПОДЪЕМНО-ТРАНСПОРТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ МАЙНСКОЙ ГЭС.

В данном разделе представлены сведения о работе по обследованию, которое проводилось ОАО «Трест Гидромонтаж» Филиал «ЛЕНГИДРОСТАЛЬ» (далее – Исполнитель).

Обследование выполнялось в период с 14 октября по 21 октября 2011 года.

Аудитор отмечает, целью данной работы является определение фактического состояния пяти сегментных затворов холостого водосброса, шести решеток сороудерживающих водоприемника, козлового крана и входящего в него крана стрелового 40т вылет 18м, МНУ и гидропривода сегментных затворов Майнского гидроузла с точки зрения их работоспособности и надежности при эксплуатации.

При этом в составе обследования были проведены следующие работы:

### Обследование технического состояния сегментных затворов холостого водосброса и сороудерживающих решеток.

Аудитор отмечает, Исполнителем проведено визуальное и инструментальное обследование сегментных затворов.

По результатам визуального обследования Исполнителем было выявлено следующее:

- антикоррозионное покрытие металлоконструкции затворов в удовлетворительном состоянии;
- на нижних ригелях затворов скапливается вода;
- конструкция сегментных затворов недопустимых деформаций не имеет;
- в болтовых и в сварных соединениях нарушений не отмечено;
- при работе обогреваемыми затворами в зимний период за счет парения пропускаемой воды, на металлоконструкции затворов образуются большие наледы (рис.17-1);
- для предотвращения образования наледей эксплуатационный персонал закрывает ноги и площадки затворов «шатрами» из специального материала (рис.17-2).



Рисунок 27-1



Рисунок 17-3

Также по результатам инструментального обследования, которое проводилось электромагнитно-акустическим толщиномером А1270, Исполнителем представлены

схема расположения точек замеров остаточных толщин металла и таблица с результатами замеров.

Аудитор отмечает, что Исполнителем по результатам замеров не сделано выводов о степени износа конструкций сегментного затвора холостого сброса Майнской ГЭС.

Далее Исполнитель в своем отчете указывает на невозможность проведения обследования сороудерживающих решеток.

Ввиду этого Исполнитель *отмечает*, что:

- согласно «Журнала ремонтов и осмотров...» эксплуатирующим персоналом проводится периодическая чистка решеток, их осмотр и ремонт;
- нареканий по поводу работы сороудерживающих решеток со стороны эксплуатирующего персонала не поступало.

#### **Обследование технического состояния гидропривода сегментных затворов.**

Аудитор отмечает, в связи с невозможностью проведения инструментального обследования, Исполнителем проведено только визуальное (наружное) осмотр.

В результате наружного осмотра Исполнитель выявил, что имеющаяся гидравлическая принципиальная схема не соответствует проектной гидравлической принципиальной схеме 8МТ 1104121 ГЗ и изменения не подтверждены изменениями в документации заказа 8МТ1, а именно:

- заменена система безопасности по давлению;
- заменена система обратной связи и синхронизации;
- сняты дренажные гидролинии из нижних и верхних головок гидроцилиндров;
- изменена система управления.

Также при осмотре гидрооборудования, расположенного на открытом воздухе, Исполнителем выявлено, что штоки гидроцилиндров, задвижки, гидролинии подвержены коррозии (рис. 17-3).



**Рисунок 17-3**



**Рисунок 17-4**

К тому же корпус гидроцилиндра уже имеет ржавление на следах от каната (рис.17-4). Исполнителем была установлена причина появления этого недопустимого дефекта, а именно: при монтаже, персонал, производящий ремонт, не пользовался предназначенными для данной операции бобышками, выполненными в верхнем и нижнем фланцах корпуса гидроцилиндра – следы каната на свежескрашенном корпусе гидроцилиндра указывают на это.

#### **Обследование технического состояния козловых кранов.**

Аудитор отмечает, что в процессе обследования Исполнителем были выполнены следующие работы согласно п.6-7 СП 13-102-2003:

- ознакомление с полным пакетом существующей документации на месте эксплуатации кранов;
- проверка комплектности оборудования кранов в соответствии с документацией;
- ознакомление с отказами в процессе эксплуатации кранов и их текущим ремонтом или реконструкцией;
- отражение пожеланий ко вновь разрабатываемой конструкции в её рабочей документации;
- визуальный осмотр и ревизия основных узлов и деталей кранов.

При обследовании технического состояния кранов Исполнитель отмечает:

- состояние антикоррозионной защиты м/конструкций – хорошее;
- отсутствие трещин, деформаций, непроваров в м/конструкциях кранов и дефектных участков в сварных сооружениях основных конструкций;
- состояние перил, трапов, лестниц и др. соответствует проектному;
- удовлетворительное состояние элементов приводов механизмов поворота стрелы крана, подъема груза;
- все канаты смазаны, изношенность отсутствует;
- контроль работоспособности механизмов, редукторов и подшипниковых узлов на плавность работы, наличие вибрации, потустороннего шума, стука, заеданий, люфтов вращающихся частей не выявил дефектов.

В тоже время в документации выявлен ряд дефектов, незначительно сказывающихся на работе:

- крана стрелового 40 т вылет 18м (заказ 9МТА):
  - отсутствует смазка канатов;
  - контроль работоспособности механизмов, редукторов и подшипниковых узлов на плавность работы, наличие вибрации, потустороннего шума, стука, заеданий, люфтов вращающихся частей не проводится, так как работа стреловым краном без установки стяжки запрещена;
  - наблюдается незначительный износ соединительных муфт и тормозов, при котором возможна их дальнейшая эксплуатация.

Дополнительно Заказчик предоставил заключение экспертизы промышленной безопасности датируемая сентябрем 2013г. Заключение №ПС-055А/2013. Дефектов не выявлено Дата следующей экспертизы сентябрь 2016г.

- крана козлового 2x160+2x160+40+10 т колея 6,5 м 1984 г/в (заказ 9МТ1, 9МТБ):
  - наблюдается неравномерный износ соединительных муфт и тормозов механизма подъема, после устранения дефекта возможна их дальнейшая эксплуатация (рис.17-5);



- внутренние реборды ходовых колес имеют незначительный износ, зубчатые зацепления смазаны и имеют одинаковое равномерное пятно контакта;
- не все подвески механизмов подъема имеют ограничители отклонения каната и полностью закрывающие кожухи – необходима корректировка проекта;
- не работает грузовое реле ослабления натяжения канатов, что приводит к большому размыванию и сбегу с ручья блоков;
- шарнирное крепление кабины и площадки приводит к раскачиванию во время работы крана (рис.17-6).
- Дополнительно Заказчик предоставил заключение экспертизы промышленной безопасности датируемая сентябрем 2013г. Заключение №ПС-055А/2013. Дефектов не выявлено Дата следующей экспертизы сентябрь 2016г.
- 



Рисунок 17-5



Рисунок 17-6

Аудитор отмечает, что Исполнителем по результатам проведения обследования сделаны выводы о состоянии конструкций, проведен анализ причин появления дефектов и повреждений, выданы рекомендации по их устранению, что позволит значительно продлить эксплуатационно-технический ресурс козловых кранов и сооружения в целом.

По итогам проведения анализа документации «Предпроектное обследование технического состояния механического и подъемно-транспортного оборудования Майнской ГЭС» Аудитор делает выводы:

- Исполнителем в полном объеме выполнены требования СП 13-102-2003.

**Аудитор рекомендует:**

- До начала разработки проектной документации выполнить анализ фактического состояния и оценить надежность обследованных конструкций механического и подъемно-транспортного оборудования Майнской ГЭС.

## 18 ОБСЛЕДОВАНИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО И САНТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ МАЙНСКОГО ГИДРОУЗЛА

В данном разделе представлены сведения о работе по обследованию, которое проводилось АО «Ленгидропроект» (далее – Исполнитель).

Обследование выполнялось в период с 8 августа по 15 августа 2012 года.

**Аудитор отмечает,** целью данной работы являлось определение остаточного ресурса и необходимости реконструкции механической части вспомогательных и сантехнических систем станции.

При этом в составе обследования были проведены следующие работы:

### **18.1 ОБСЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ МАЙНСКОГО ГИДРОУЗЛА.**

Исполнителем было установлено, что в 2011 году была произведена реконструкция насосной осушения проточной части, которая включала в себя замену трех насосов артезианского типа, запорной арматуры, трубопроводов, системы автоматизации.

Также Исполнитель отмечает, в связи с тем, что оборудование в системе пожаротушения выработало свой ресурс, в 2008 году была произведена замена насосов, выборочная замена участков противопожарной магистрали, трубопроводов с запорной арматурой запорно-пусковых устройств (ЗПУ) с системой автоматики.

В виду этого Исполнитель делает заключение, что насосная в хорошем, работоспособном состоянии.

По результатам обследования Исполнитель выявил следующие дефекты:

- В системе осушения проточной части турбин:
  - на трубопроводе опорожнения спиральной камеры имеются следы коррозии;
  - задвижка Ду400 с электроприводом, установленная на отм. 294.500 в блоке каждого агрегата, эксплуатируется в ручном режиме.

Аудитор считает, целесообразно произвести замену задвижки с электроприводом в период замены гидротурбин.

- В системе дренажа:
  - запорная арматура, трубопроводы системы откачки дренажа находятся в аварийном состоянии, имеются следы коррозии;

Аудитор отмечает, в случае затопления отм. 294,5 под водой останутся шкафы управления насосной и насосы. Установленные насосы типа К100-80-160 работать под водой не смогут. Целесообразно заменить насосы на погружные и вынести шкафы управления насосной на незатопляемую отметку.

- В системе пожаротушения и Насосной пожаротушения:
  - запорная арматура, установленная в системе ЗПУ, не соответствует последним требованиям п.5.8.8. СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования».
- В Станционном масляном хозяйстве:
  - корпуса баков хранения турбинного, трансформаторного, смазочного масел имеют незначительные следы поверхностной коррозии;
  - маслоочистительная аппаратура для обработки смазочного масла не используется.
- В Пневматическом хозяйстве:

- поврежден закладной трубопровод системы КИА, проложенный в бетоне с отм.300,200 по 294,500.
- В системе технического водоснабжения агрегата:
  - трубопроводы системы имеют следы коррозии;
  - запорная арматура системы. Установленная на отм. 315.050 на агрегате №1 – со следами коррозии; следов повреждения рабочих уплотнений не обнаружено.

Аудитор отмечает, что Исполнителем по результатам проведения обследования механической части оборудования вспомогательных систем Майнского гидроузла сделаны выводы о состоянии конструкций, проведен анализ причин появления дефектов и повреждений, выданы рекомендации по их устранению.

## 18.2 ОБСЛЕДОВАНИЕ САНТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ МАЙНСКОГО ГИДРОУЗЛА.

### Система вентиляции здания ГЭС и водосбросной плотины

Исполнителем был проведен осмотр следующих систем вентиляции:

- системы *П25, П26, П27, В25, В26* – для вентиляции помещения дренажной галереи на отм. 294.5;
- системы *П28, П29, П30* – для вентиляции помещения затворов;
- системы *П31, В31, ВЕ1, ВЕ2* – для вентиляции помещения аккумуляторной;
- системы *П32, В32* – для вентиляции помещения насосов СВПТ и ТВС на отм.306.0;
- системы *П40, П41, П42, П43, П44, В40, В41, В42, В43, В44, В45* – для обеспечения требуемой кратности воздухообмена и ассимиляции теплоизбытков, поступающих от технологического оборудования, в помещения МНУ, расположенных в бычках и полубычках на отм.326;
- системы *В33, В34, В35, В36, В37, В38* – для удаления воздуха из помещения машинного зала;
- система *В27* – для удаления воздуха из помещений кабельных коридоров;
- системы *В29, В30* – для удаления воздуха из электропомещений на отм. 320,0;
- система *К1* – для ассимиляции теплоизбытков, поступающих от оборудования в помещения ЦПУ и АСУТП на отм. 320,0;
- система *Р1* – для обогрева труб слива масла на отм. 312,2;
- система *О1* – для обогрева помещения насосов СВПТ и ТВС на отм. 306,0

Исполнитель по результатам обследования выявил следующие дефекты:

- вентиляционные агрегаты и воздухопроводы систем не обеспечивают предусмотренный проектом температурно-влажностный режим, в связи с чем на наружных плоскостях строительных конструкций и технологического оборудования происходит постоянное образование конденсата (рис. 18-3, 18-4);
- воздухопроводы систем имеют следы поверхностной коррозии, выработали назначенные показатели ресурса и срока службы;
- в местах присоединения фасонных частей и на стыках нарушена герметичность, воздухораспределительные устройства забиты пылью, частично демонтированы;
- дефлекторы систем повреждены поверхностной коррозией



**Рисунок 18-3**



**Рисунок 18-4**

Аудитор отмечает, что Исполнителем по результатам проведения обследования системы вентиляции здания ГЭС и водосбросной плотины сделаны выводы о состоянии конструкций, проведен анализ причин появления дефектов и повреждений, выданы рекомендации по их устранению.

### **18.3 СИСТЕМА ВЕНТИЛЯЦИИ БЛОКА МОНТАЖНОЙ ПЛОЩАДКИ.**

Исполнителем был проведен визуальный осмотр следующих систем вентиляции:

- системы ПЗ, В16, В17 – для вентиляции помещения канализационной насосной станции (КНС);
- Система П4 – для вентиляции помещений кабельных коридоров на отм.310,1;
- Системы П5, В5 – для ассимиляции теплоизбытков, поступающих от компрессорного оборудования.
- Системы П6, В6 – для вентиляции помещения баковой масляного хозяйства.
- Системы П7, В7 – для вентиляции помещения аппаратной масляного хозяйства и ассимиляции теплоизбытков, поступающих от компрессорного оборудования.
- Системы П8, В8 – для вентиляции помещений КТП, электродвигательной и дистилляторной.
- Системы П9, В9 – для вентиляции помещений воздухохранилищ и мастерской компрессорной.
- Системы П10, П11, В10, В11 – для вентиляции помещения окрасочной камеры.
- Системы П12, П13 – для обеспечения подпора воздуха в лестничные клетки №2 и №1 соответственно во время пожара.
- Системы П14, В12 – для вентиляции помещения краскоподготовительной.
- Система В13 – для вентиляции помещения галереи, расположенного на отм. 294.0.
- Система В14 – для вентиляции помещений СВПП, водоподготовки, мастерской СМХ.
- Система В15 – для вентиляции кабельного помещения Н-3 и подпультытовой №1-3.
- Система В18 – для вентиляции помещений санузлов.

- Система В19 – для удаления продуктов горения во время пожара из коридоров, расположенных на отм. 300,0; 306,05; 310,1.
- Системы В20, В21 – для удаления воздуха из помещения монтажной площадки.
- Системы У1, У2 – для воспрепятствования проникновению холодного воздуха в помещения при открытии дверей ворот обслуживания.
- Система У3 – для воспрепятствования проникновению холодного воздуха в помещение холла служебно-технологического корпуса при открывании входных дверей.

Аудитор отмечает, по результатам опроса эксплуатирующего персонала и обследования Исполнитель выявил следующее:

- Наружные решетки приточных установок повреждены обширной поверхностной коррозией;
- оборудование системы выведено из эксплуатации, воздуховод забора наружного воздуха, расположенный в статической камере, заглушен;
- вентиляционные агрегаты находятся в неработоспособном состоянии;
- воздуховоды систем имеют следы поверхностной коррозии;
- в местах присоединения фасонных частей и на стыках нарушена герметичность (рис.18-5);
- воздухораспределительные устройства забиты пылью, частично демонтированы;
- высота расположения вентагрегата системы В19 не соответствует требованиям СНиП 41-01-2203, данный вентагрегат должен располагаться на высоте не менее 2 м от кровли (рис.18-6)
- на вытяжных воздуховодах вентагрегатов (системы В20, В21) отсутствуют поддоны для сбора конденсата (рис.18-7);
- воздухораспределительные устройства, предусмотренные проектом для системы У3, расположены на уровне пола и не позволяют равномерно распределять приточный воздух по всей длине входных дверей (рис.18-8).



Рисунок 18-5



Рисунок 18-6



Рисунок 18-7



Рисунок 18-8

Аудитор отмечает, что Исполнителем по результатам проведения обследования системы вентиляции блока монтажной площадки сделаны выводы о состоянии конструкций, проведен анализ причин появления дефектов и повреждений, выданы рекомендации по их устранению

При этом для выполнения требований экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации и обеспечивающих безопасную для жизни и здоровья людей, эксплуатацию объекта, а также приведение системы вентиляции МГУ в соответствие с требованиями нормативных документов: СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование»; СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»; СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий»; СП 23-101-2004 «Проектирование тепловой защиты зданий»; РД 153-34.0-49.101-2003 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий»; СП 7.13130.2009 «Отопление, вентиляция и кондиционирование. Противопожарные требования», ГОСТ Р ЕН 13779-2007 «Вентиляция в нежилых зданиях. Технические требования к системам вентиляции и кондиционирования», СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования», Технической политики ПАО «РусГидро» необходимо произвести реконструкцию системы вентиляции с заменой оборудования.

#### 18.4 СИСТЕМА ВЕНТИЛЯЦИИ СТК

Исполнителем выявлено, что система вентиляции находится в неработоспособном состоянии.

При этом Исполнителем предложено решение по замене существующего оборудования систем вентиляции и автоматики на новое.

Аудитор отмечает, что предложение Исполнителя по замене существующего оборудования систем вентиляции и автоматики на новое явилось единственным и безальтернативным предложением.

#### 18.5 НАРУЖНАЯ СЕТЬ ХОЗЯЙСТВЕННО – ПИТЬЕВОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

В результате визуального осмотра и опроса службы эксплуатации, Исполнитель установил:

- в связи с заниженным диаметром трубопровода не обеспечивается требуемый расход воды для нужд хозяйственно-питьевого водоснабжения станции;
- запорно-регулирующая арматура (ЗРА), расположенная в колодцах находится в неработоспособном состоянии и требует замены (рис.18-9);

- на части колодцев отсутствуют крышки люков;
- более половины колодцев затоплены грунтовыми водами и имеют частично либо полностью разрушенные бетонные кольца (рис.18-10).



Рисунок 18-9



Рисунок 18-10

## 18.6 НАРУЖНАЯ СЕТЬ ХОЗЯЙСТВЕННО – БЫТОВОЙ КАНАЛИЗАЦИИ

В результате визуального осмотра и опроса службы эксплуатации, Исполнитель установил:

- на большей части колодцев, расположенных вне охраняемой территории ГЭС, отсутствуют крышки люков, либо их роль выполняют бетонные плиты или деревянные щиты (рис. 18-11);
- около 30% колодцев засорено бытовым мусором (рис.18-12);
- 8 колодцев перед КНС затоплены грунтовыми водами.



Рисунок 18-11



Рисунок 18-12

Аудитор отмечает, что Исполнителем по результатам проведения обследования наружных сетей хозяйственно-питьевого водоснабжения и хозяйственно-бытовой канализации сделаны выводы о состоянии данных сетей, проведен анализ причин появления дефектов и повреждений, выданы рекомендации по их устранению.

## 19 ГРАФИК РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ.

График реализации проекта реконструкции Майнской ГЭС в реально осуществимых сроках учитывает все необходимые этапы :

- подготовительные работы;

- проектно-конструкторские работы;
- закупочные мероприятия;
- строительно-монтажные работы.

Представленный график в полной мере отражает последовательность и временные рамки необходимых мероприятий и сроки производства работ.

п.п.	Название	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>1 Проектная документация</b>								
1.1.	Закупка у единственного источника АО «Ленгидропроект» по Договору "Проектирование, изготовление оборудования, поставка, шеф-монтажные, монтажные работы для замены гидроагрегатов ст. н. 1-3 Майнского гидроузла "под ключ"	20.01.2016						
1.2.	Исполнение договора с АО «Ленгидропроект» на разработку технического задания по теме: "Проектирование, изготовление оборудования, поставка, шеф-монтажные, монтажные работы для замены гидроагрегатов ст. н. 1-3 Майнского гидроузла "под ключ" и согласование с Заказчиком	30.08.2016						
1.3.	Разработка проекта комплексной модернизации Майнского гидроузла, в т.ч. Замена гидроагрегатов ст. н. 1-3 МГУ с прохождением Главгосэкспертизы	30.11.2016						
<b>2 Технологический и ценовой аудит на инвестиционный проект категории Б</b>								
2.1.	Разработка (утверждение) технологических требований на выполнение работ по проведению публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта, проектная документация по которому имеется «Замена гидроагрегатов ст. н 1-3 МГУ "под ключ"» (далее - ТЦА)	25.05.2015						
2.2.	Проведение закупки на ТЦА ИП «Замена гидроагрегатов ст. н 1-3 Майнской ГЭС» (категория Б)	30.12.2015						
2.3.	Заключение договора на ТЦА ИП		15.02.2016					
2.4.	Выполнение работ по ТЦА ИП «Замена гидроагрегатов ст. н 1-3 Майнской ГЭС» (категория Б)		30.06.2016					
2.5.	Представление результатов технологического и ценового аудита на мероприятиях по публичному обсуждению, в том числе на НП "НТС ЕЭС" и получение заключения (категория Б)		15.08.2016					
2.6.	Приемка работ по ТЦА ИП «Замена гидроагрегатов ст. н 1-3 Майнской ГЭС» (категория Б)		30.08.2016					
<b>3 Реализация проекта</b>								
3.1.	Уточнение ПП ТПИР 2015-2020г.г. в части сводной сметной стоимости и сроков по титулу «Замена гидроагрегатов ст. н 1-3 Майнской ГЭС» (категория Б после разработки проекта)		30.09.2016					
<b>3.2. Закупочные процедуры по реализации</b>								
3.2.1.	Подготовка и согласование конкурсной документации (КД) на "Замена гидроагрегатов ст. н. 1-3 Майнской ГЭС" в составе: -технические требования; -проект договора; -особые условия; -информационная карта.		30.11.2016					
3.2.2.	Прохождение процедур на торговой площадке			30.01.2017				
3.2.3.	Экспертиза конкурсных предложений, подведение итогов, согласование смет в ДМиЦ			30.04.2017				
3.2.4.	Заключение договора на "Замену гидроагрегатов ст. н. 1-3 Майнской ГЭС"			30.06.2017				
3.3.	Разработка исполнителем работ РД на			30.11.2017				



п.п.	Название	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
	"Замену гидроагрегатов ст . н. 1-3 Майнской ГЭС" и ТЗ на замену ГА с согласованием с АО «Ленгидропроект»							
3.4.	Заключение дополнительного соглашения к договору "Замена гидроагрегатов ст . н. 1-3 Майнской ГЭС" после уточнения стоимости в соответствии с разработанной РД				01.04.2018			
3.5.	Проектные работы (+модельные испытания), изготовление модельной оснастки, оборудования ГА №1 и поставка на ГЭС (включая сборку на площадке)				31.12.2018			
3.6.	СМР, ПНР и ввод в эксплуатацию ГА №1					15.12.2019		
3.7.	Проектные работы (+модельные испытания), изготовление модельной оснастки, оборудования ГА №3 и поставка на ГЭС (включая сборку на площадке)					31.12.2019		
3.8.	СМР, ПНР и ввод в эксплуатацию ГА №3						15.12.2020	
3.9.	Проектные работы (+модельные испытания), изготовление модельной оснастки, оборудования ГА №2 и поставка на ГЭС (включая сборку на площадке)						31.12.2020	
3.10.	СМР, ПНР и ввод в эксплуатацию ГА №2							15.12.2021

## 20 СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ЗАМЕЧАНИЙ

№ п/п	Замечания, обнаруженные в процессе аудита	Стр.	Возможные сроки устранения
1	2	3	4
<b>Строительная часть</b>			
1	<p><b>ОРУ 35кВ.</b>            На чертеже №1914-25-10-ИОС.ЭО в спецификации позиции 2 и 3 не соответствуют плану и разрезу установки оборудования.            В Проектной документации не приведен расчет мощности вновь устанавливаемого трансформатора СН мощностью 1600 кВА взамен существующего мощностью 1000 кВА.</p>	49	На стадии разработки ПД
2	<p>В Проектной документации не приведено описание текущего состояния и решений по реконструкции защит ВЛ 35 кВ, либо обоснование отказа от их замены.</p>	53	На стадии разработки РД
3	<p><b>Оборудование микропроцессорных защит:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Требования п.3.3 Технических требований превышают значения, приведенные в п.3.8.3 РД 34.35.310-97 без очевидной обоснованности, что может привести к необходимости изготовления МП РЗА с нетиповыми характеристиками.</li> <li>• В таблице 2 в разделе 4 «Блочный трансформатор» не приведена защита от понижения уровня масла в баке трансформатора (71Х согласно СТО РусГидро №01.01.78-2012), которая требуется для блоков «генератор-трансформатор» в соответствии с п. 3.2.72 ПУЭ.</li> <li>• В п.5 «Требования к функциям аварийного регистратора» приведены требования к РАС, встроенным в МП РЗА. В то же время, отсутствуют требования для сопряжения МП РЗА с автономным РАС, описание которого приводится в разделе 8 тома ПД №1914-ИОС1.1к.ТЧ «Система электроснабжения. Текстовая часть».</li> </ul>	56	На стадии разработки РД

№ п/п	Замечания, обнаруженные в процессе аудита	Стр.	Возможные сроки устранения
1	2	3	4
4	<p><b>ТТ Систем возбуждения.</b></p> <p>В пп. 15, 16, 17 Технических требований указано, что количество дискретных и аналоговых входов и выходов будет уточнено при разработке ТЗ. Аудитор считает, что ТТ на изготовление и поставку должны содержать исчерпывающую и однозначную информацию об оборудовании во избежание возможных несоответствий между проектной документацией и поставленным оборудованием. Кроме того, существует риск увеличения сроков изготовления и поставки оборудования при задержке с уточнением параметров Проектировщиком.</p> <p>Таким образом, применение в ТТ формулировки «будет уточнено при разработке ТЗ» нецелесообразно.</p>	57	На стадии разработки РД
5	<p>Требования к АСУ ТП и Требования к технологической автоматике Майнской ГЭС выполнены отдельными документами, которые оформлены на основе Технических решений Том 5.7.4.1- Том 5.7.4.3 и не соответствуют требованиям СТО 17330282.27.140.018-2008, в части требований раздела 7.3 (Требования к системе автоматического управления и регулирования гидротурбинной установки).</p>	59	На стадии разработки ПД

## 21 ЭКСПЕРТНО-ИНЖЕНЕРНАЯ ОЦЕНКА ОБОСНОВАННОСТИ ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

### 21.1 ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, РАЗРАБОТАННОЙ В СОСТАВЕ ПРОЕКТНОЙ, УСТАНОВЛЕННЫМ СМЕТНЫМ НОРМАМ И ПРАВИЛАМ, А ТАКЖЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТОИМОСТИ ПРОЕКТНЫХ РАБОТ, ВКЛЮЧАЯ ДОСТОВЕРНОСТЬ СОСТАВА И ОБЪЕМОВ РАБОТ ПО РАЗДЕЛАМ СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ОБЪЕМАМ И СОСТАВУ РАБОТ, УКАЗАННЫХ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, ЗАДАНИИ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ТЕХНИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ

- Проектная документация.
- Положительное Заключение № 971-16/ГГЭ–10449/10 от 26.08.2016 г. о проверке сметной стоимости объекта «Комплексная реконструкция Майнского гидроузла».
- ССР стоимости реализации Проекта «Комплексная реконструкция Майнского гидроузла», составленный в двух уровнях цен:
  - по состоянию на 2000 г. – на сумму **3 870 670,86 тыс. руб. без НДС;**
  - по состоянию на 2 кв. 2016 г. – на сумму **21 813 967,66 тыс. руб. без НДС.** Стоимость реализации титула «Замена гидроагрегатов ст. № 1-3 МГУ «под ключ», заложенная в ССР, составляет, по оценке Аудитора, примерно 8 584 990,59 тыс. руб. с НДС (33,35% от всей стоимости Комплексной реконструкции Майнского гидроузла).
- Объектные сметные расчеты, составленные в ценах по состоянию на 2000 г.
- Локальные сметные расчеты, составленные в ценах по состоянию на 2000 г.
- Пояснительная записка к сметной документации с описанием методологии оценки стоимости объекта в рамках ПД.
- Техническое задание на разработку проекта «Комплексная реконструкция Майнского гидроузла» от 28.11.2014 г.

В ходе анализа представленной сметной документации Исполнитель установил, что:

- Сметная документация по Проекту в целом соответствует требованиям «Задания на проектирование», представленным к сметной документации, разрабатываемой на стадии «П» (о разработке сметной документации в базовых ценах в соответствии с требованиями Методических указаний по определению стоимости строительной продукции на территории РФ (МДС 81-35.2004 г.) с использованием нормативных баз, включенных в Федеральный реестр: ФЕР-2001, ФЕРм-2001 п. 11.4.

- ССР стоимости строительства составлен по форме №1 МДС 81-35.2004 г.
- Состав глав соответствует действовавшим на дату разработки проекта нормативным документам. Так же соответствует составу глав, приведенному в Постановлении Правительства РФ №87 от 16.02.2008 г. в редакции № 788 от 02.08.2012 г.
- ССР составлен в двух уровнях цен:
  - в ценах на 2000 г.;
  - в ценах 2 кв. 2016 г. с применением индексов пересчета сметной стоимости для Республики Хакасия (по Письму Минстроя России от 03.06.2016 №17269–ХМ/09) на сумму 21 813 967,66 тыс. руб. без НДС.
- В соответствие с рекомендациями МДС 81-35.2004, средства и затраты, предусмотренные для строительства объекта, распределены по главам сводного сметного расчета. Внутри каждой главы представлен перечень статей объектов, работ и затрат, относящихся к соответствующей главе. Стоимость каждой статьи распределена на:
  - строительные работы;
  - монтажные работы;
  - оборудование, мебель и инвентарь;
  - прочие затраты.
- Каждой статье основных работ, включенных в ССР, соответствует отдельный расчет, объектный или локальный. Каждому ЛСР присвоен соответствующий номер. В ЛСР на строительно-монтажные работы указаны номера проектных томов, на основании которых в сметах взяты объемы и перечни работ.
- 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.), в соответствии с действующими на дату составления документации, методиками.
- Резерв средств на непредвиденные работы и затраты приняты в соответствии с п. 4.96 МДС 81-35.2004 г.
- Коэффициенты на условия производства работ по реконструкции Майнского гидроузла, соответствуют 1914-ПОС1к. ТЧ и применяемым нормативам МДС 81-35.2004 г. «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации».
- В локальных сметных расчетах учтены накладные расходы по видам строительных и монтажных работ, в процентах от фонда оплаты труда рабочих строителей и механизаторов (МДС 81-33.2004). Сметная прибыль по видам строительных и монтажных работ учтена в процентах от фонда оплаты труда рабочих строителей и механизаторов (МДС 81-25.2001), что соответствует положениям п. 11.4.4.5 «Задания на проектирование».

## Вывод

Представленная на рассмотрение Сметная документация, в рамках договора подряда «Проведение технологического и ценового аудита инвестиционного проекта по «Замене гидроагрегатов ст.н. 1-3 МГУ «под ключ» №СШ-280-2015/95-11/1 от 20.08.2015 п.1.8, по проекту «Комплексная реконструкция Майнского гидроузла» составлена в полном объеме на основании нормативной базы ФЕР-2001 и ФЕРм-2001 в редакции 2014 г.

### 21.2 ВЫДЕЛЕНИЕ ЗАТРАТ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТА «ЗАМЕНА ГИДРОАГРЕГАТОВ СТ. № 1-3 МГУ «ПОД КЛЮЧ» ИЗ ОБЩЕГО ССР

Аудитору не был представлен ССР конкретно по титулу «Замена гидроагрегатов ст. № 1-3 МГУ «под ключ» – только по более общему Проекту «Комплексной реконструкции Майнского гидроузла», поэтому Аудитор вынужден был самостоятельно произвести приблизительную оценку сметной стоимости реализации проекта именно замены гидроагрегатов ст. № 1-3 МГУ.

Оценка была выполнена по следующей схеме:

- для Глав 1...7 были выявлены сметы, которые можно однозначно отнести к замене гидроагрегатов ст. № 1-3 МГУ; список этих смет представлен в табл. 21-1;
- затраты на СМР по Главам 8...12 были разнесены пропорционально доле строительных и монтажных работ выбранных смет к итогу ССР (без непредвиденных затрат и НДС);
- прочие затраты по Главам 8 и 9 (без ПНР) разделены пропорционально соотношениям затрат на СМР Глав 1...7 по Проекту и по ССР;
- затраты на ПНР взяты по ЛС №9-4ПНР (для Главы 2);
- прочие затраты по Главам 10 и 12 разделены пропорционально соотношениям суммарных затрат Глав 1...7 по Проекту и по ССР;
- непредвиденные затраты приняты в размере 3%.

Таким образом (см. табл. 21-2), Стоимость реализации титула «Замена гидроагрегатов ст. № 1-3 МГУ «под ключ», заложенная в ССР, составляет, по оценке Аудитора, примерно **8 584 990,59 тыс. руб.** с НДС (33,35% от всей стоимости Комплексной реконструкции Майнского гидроузла).

Таблица 21.1. Сметы, отнесенные непосредственно к замене гидроагрегатов ст. № 1-3 МГУ (Главы 1...7 в текущих ценах без непредвиденных и НДС; тыс. руб.)

№ сметы	Наименование работ и затрат	Строительные работы	Монтажные работы	Оборудование	Прочие	Итого
2-4-1	Замена гидрогенераторного оборудования. Здание ГЭС	2 097,31	83 967,39	2 437 447,72	0,00	<b>2 523 512,42</b>
2-4-2	Замена гидротурбинного оборудования. Здание ГЭС	1 661,68	84 197,76	3 560 426,80	0,00	<b>3 646 286,23</b>
2-4-3	Замена технологического оборудования. Техническое водоснабжение гидрогенератора. Здание ГЭС	16,00	11 355,10	24 399,98	0,00	<b>35 771,07</b>
2-6-1	Оборудование вторичной коммутации. Здание ГЭС	22,61	17 189,14	54 628,98	0,00	<b>71 840,72</b>
2-6-2	Оборудование системы ПТК АСУТП. Здание ГЭС	4,62	14 978,42	115 249,31	0,00	<b>130 232,36</b>
2-6-15	Установка электротехнического оборудования. Здание ГЭС	6,47	1 815,82	16 140,18	0,00	<b>17 962,47</b>
<b>Итого</b>		<b>3 808,68</b>	<b>213 503,63</b>	<b>6 208 292,97</b>	<b>0,00</b>	<b>6 425 605,28</b>

Таблица 21.2. Разнесение лимитированных затрат и расчет сметной стоимости титула «Замена гидроагрегатов ст. № 1-3 МГУ «под ключ»

Показатель		Строительные работы	Монтажные работы	Оборудование	Прочие	Итого
Проект (Главы 1...7), тыс. руб.		3 808,68	213 503,63	6 208 292,97	0,00	<b>6 425 605,28</b>
ССР (Главы 1...7), тыс. руб.		11 694 292,46	1 299 860,86	8 132 219,93	310,65	<b>21 126 683,90</b>
Доля, %		0,03	16,43	76,34	0,00	<b>30,41</b>
		1,67				
Лимитированные, тыс. руб.	Главы 8 и 9 без ПНР				228 437,85	<b>228 437,85</b>
	Разнесение				71 652,80	<b>71 652,80</b>
	ПНР				198 911,71	<b>198 911,71</b>
	Разнесение				115 778,35	<b>115 778,35</b>
	Главы 10 и 12				1 618 711,95	<b>1 618 711,95</b>
	Разнесение				585 389,52	<b>585 389,52</b>
Итого по Проекту, тыс. руб.		3 808,68	213 503,63	6 208 292,97	657 042,32	<b>7 082 647,60</b>



ОТЧЕТ ИНЖИНИРИНГОВОЙ КОМПАНИИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И ЦЕНОВОГО АУДИТА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ПО ТИТУЛУ  
«ЗАМЕНА ГИДРОАГРЕГАТОВ СТ.Н. № 1-3 МГУ «ПОД КЛЮЧ»

Показатель	Строительные работы	Монтажные работы	Оборудование	Прочие	Итого
Непредвиденные, тыс. руб.	114,26	6 405,11	186 248,79	19 711,27	<b>212 479,43</b>
<b>Итого, тыс. руб.</b>	<b>3 922,95</b>	<b>219 908,74</b>	<b>6 394 541,76</b>	<b>657 042,32</b>	<b>7 275 415,76</b>
НДС 18%, тыс. руб.	706,13	39 583,57	1 151 017,52	118 267,62	<b>1 309 574,84</b>
<b>Итого с НДС, тыс. руб.</b>	<b>4 629,08</b>	<b>259 492,31</b>	<b>7 545 559,27</b>	<b>775 309,93</b>	<b>8 584 990,59</b>



### **21.3 ОЦЕНКА СМЕТ НА ПРАВИЛЬНОСТЬ ИХ РАСЧЕТА, ОБОСНОВАННОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ РАСЦЕНОК, ПОПРАВочНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ, ИНДЕКСОВ ПЕРЕСЧЕТА В ТЕКУЩИЕ ЦЕНЫ, НОРМ НАКЛАДНЫХ РАСХОДОВ И СМЕТНОЙ ПРИБЫЛИ, ЛИМИТИРОВАННЫХ ЗАТРАТ В СООТВЕТСТВИИ С ПРОЕКТНЫМИ И ДОГОВОРНЫМИ УСЛОВИЯМИ, ФАКТИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ СТРОИТЕЛЬСТВА**

Аудитор отмечает удовлетворительное качество представленных сметных оценок и расчетов.

В целом, сметная документация по форме представления и порядку формирования затрат составлена в соответствии с действующими требованиями Методики определения стоимости строительной продукции на территории РФ» МДС 81-35.2004.

Сметная документация разработана с использованием сметной программы «Гранд-Смета». Локальные сметные расчеты составлены по сметным нормативам ФЕР-2001 базисно-индексным методом в сметно-нормативной базе 2001 г. в редакции 2014 г.

Часть затрат определена по фактическим ценам по «прайс-листам» и ТКП с пересчетом из текущего уровня цен в базисный уровень методом «обратного счета» с применением инфляционного индекса.

Сметная стоимость строительства из базисного уровня цен 2001 г. пересчитана в текущий уровень цен по состоянию на 2 кв. 2016 г. с учетом индексов изменения сметной стоимости, издаваемых ежеквартально Министерством Строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (Минстрой России).

В ходе анализа представленной сметной документации, прошедшая ГГЭ и получившая Положительное Заключение № 971- 16/ГГЭ – 10449/10 от 26.08.2016г. о проверке сметной стоимости объекта «Комплексная реконструкция Майнского гидроузла», Исполнитель выявил следующие:

#### **ЛСР № 02-04-01:**

- п. 5 при расчете стоимости работ по демонтажу силового шкафа не учтен понижающий коэффициент  $k = 0,5$  федеральных единичных расценок на демонтаж оборудования (ФЕРм-2001) (см. п. 3.2.1 МДС 81-37.2004);
- п. 10 при расчете стоимости работ по отключению силового кабеля от шкафов – в соответствии с указаниями по применению федеральных единичных расценок на демонтаж оборудования (ФЕРм-2001) МДС 81-37.2004 п. 3.2.1 – рекомендуется применить  $k = 0,3$ ;
- п.12 при расчете стоимости работ по отключению провода от шкафов – в соответствии с указаниями по применению федеральных единичных расценок на демонтаж оборудования (ФЕРм-2001) МДС 81-37.2004 п. 3.2.1 – рекомендуется применить  $k = 0,3$ ;
- п. 14 при расчете стоимости работ по отключению контрольного кабеля от шкафов – в соответствии с указаниями по применению федеральных

единичных расценок на демонтаж оборудования (ФЕРм-2001) МДС 81-37.2004 п. 3.2.1 – рекомендуется применить  $k = 0,3$ ;

- п. 24: масло турбинное в объеме 75 м<sup>3</sup> в Ведомости объемов работ 1914-ИОС7.3.5 Т.Ч. не учтено; необходимо привести в соответствие локальный сметный расчет и Ведомость объемов работ;
- пп. 27, 28 исключить из ЛСР, т.к. затраты, учтенные в данных пунктах, учитываются в случае применения расценки ФЕРм 22-01-38-05 (а не ФЕРм 22-01-37-05, как в ЛСР) в соответствии с общими положениями технической части государственных сметных нормативов ФЕРм 22. «Оборудование гидроэлектрических станций и гидротехнических сооружений» Приложение 22.2 Таблица 1 и Таблица 3;
- п. 29 объем работ по окраске металлической облицовки бочки генератора не учтен в Ведомости объемов работ 1914-ИОС7.3.5 Т.Ч.; необходимо привести в соответствие локальный сметный расчет и Ведомость объемов работ.

Итоговое **завышение** стоимости по данной ЛСР оценивается Аудитором в **1 033,98 тыс. руб.** без НДС.

#### **ЛСР № 02-04-02:**

- п. 12: объем турбинного масла в объеме 165 м<sup>3</sup>, необходимого при монтаже трех комплектов гидротурбинного оборудования, в Ведомости объемов работ 1914-ИОС7.1.3к. не учтен; необходимо привести в соответствие локальный сметный расчет и Ведомость объемов работ;
- п. 19: объем работ по окраске металлической облицовки шахты турбины не учтен в Ведомости объемов работ 1914-ИОС7.1.3к; необходимо привести в соответствие локальный сметный расчет и Ведомость объемов работ;
- коэффициент  $k = 1,1$  не обоснован 1914-ПОС 1к Т.Ч.; необходимо привести в соответствие 1914-ПОС 1к Т.Ч и ЛСР.

#### **ЛСР № 02-04-03:**

- при расчете стоимости работ по демонтажу муфтовой арматуры и оборудования, учтенного в пп. 3, 5, 6, 10, 11, 12, 13, 14 и 15 – в соответствии с указаниями по применению федеральных единичных расценок на демонтаж оборудования (ФЕРм-2001) МДС 81-37.2004 п. 3.2.1 – рекомендуется применить  $k = 0,3$ , т.к. данное оборудование демонтируется без разборки и резки.

Итоговое **завышение** стоимости по данной ЛСР оценивается Аудитором в **85,53 тыс. руб.** без НДС.

#### **ЛСР № 02-06-01:**

- пп. 13 объем монтируемого оборудования (Шкаф управления механизмами агрегата и коммутации цепей тока и напряжения) не соответствует Ведомости объемов работ 1914-ИОС1.4.к. Т.Ч лист 29, стр. 43, п. 13; необходимо привести в соответствие локальный сметный расчет и Ведомость объемов работ;

- пп. 26 и 27 объем кабельной продукции не соответствует Ведомости объемов работ 1914-ИОС1.4.к. Т.Ч лист 30, стр. 44, п. 26-27; необходимо привести в соответствие локальный сметный расчет и Ведомость объемов работ.

**ЛСР № 02-06-02:**

- пп. 28 и 29 стоимость ПТК не соответствует Ведомости объемов работ 1914-ИОС7.4.3. Т.Ч лист 5, стр. 17, п. 28-29; необходимо привести в соответствие локальный сметный расчет и Ведомость объемов работ;
- п. 46 объем монтажных работ (Счетчики, устанавливаемые на готовом основании: трехфазные) не соответствует Ведомости объемов работ 1914-ИОС7.4.3. Т.Ч лист 6, стр. 18, п. 46; необходимо привести в соответствие локальный сметный расчет и Ведомость объемов работ;
- п. 47 объем монтажных работ не соответствует объему монтируемой кабельной продукции и Ведомости объемов работ 1914-ИОС7.4.3. Т.Ч лист 6, стр. 18, п. 47; необходимо привести в соответствие локальный сметный расчет и Ведомость объемов работ;
- п. 49 объем кабельной продукции не соответствует объему кабельной продукции в ведомости объемов работ 1914-ИОС7.4.3. Т.Ч лист 6, стр. 18, п. 49; необходимо привести в соответствие локальный сметный расчет и Ведомость объемов работ.

• .

**ЛСР № 02-06-15:**

- пп. 10-11: затраты по погрузо-разгрузочным работам и перевозке оборудования не учтены в Ведомости объемов работ 1914-ИОС 7.3.5. Т.Ч лист 8, стр. 22; необходимо привести в соответствие локальный сметный расчет и Ведомость объемов работ;
- п. 20: стоимость 10,2 м токопровода пофазноизолированного с литой изоляцией по типу ТПЛА-20-5300-93 У3 не подтверждена: указанный Прайс-лист №119 (том №1914-СМ4к, стр. 196-3, ООО «РТК-ЭЛЕКТРО-М» на «Токопровод пофазноизолированный с литой изоляцией по типу ТПЛА-20-5300-93 У3, длина 10,2 м» не представлен;

**Учет всех указанных замечаний приведет к снижению стоимости реализации проекта на 1 119,51 тыс. руб. без НДС.** При этом Аудитор затруднился дать оценку изменения стоимости Проекта по тем своим замечаниям, где были выявлены расхождения объемов между ЛСР и ВОР – оценку этих изменений можно будет сделать только после приведения в соответствие проектной и сметной документации.

## **21.4 ОЦЕНКА СТОИМОСТИ МАТЕРИАЛОВ И ОБОРУДОВАНИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ В ПРОЕКТНО-СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СООТВЕТСТВИЕ СРЕДНЕРЫНОЧНЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ НА ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬСТВА**

В ходе анализа представленной сметной документации была произведена ее выборочная проверка на предмет оценки стоимости материалов и оборудования, предусмотренных в проектно-сметной документации, на соответствие среднерыночным показателям на период строительства.

По итогам этой проверки Аудитор отмечает, что стоимость оборудования и материалов не в полном объеме подтверждается обосновывающей документацией (Прайс-листами, ТКП производителей или поставщиков). По выборочно взятым позициям выявлено, что представлены ТКП только одного производителя, хотя в соответствии с п. 4.25 МДС 81.35-2004 «В целях анализа представленных исходных данных и выборов оптимальных и обоснованных показателей стоимости участникам строительства рекомендуется осуществлять мониторинг цен на материальные ресурсы».

Величина начислений на стоимость оборудования и материалов по ценам завода-изготовителя принята в размере: транспортные расходы для оборудования и материалов – 3%, заготовительно-складские – 1,2%, по оборудованию – 2%, на строительные материалы, изделия, конструкции – 0,75%, а на металлические конструкции – согласно пп. 4.60 и 4.64 МДС 81.35-2004, что полностью соответствует требованиям п. 11.4.4.4 Технического задания на разработку Проекта.

## **21.5 ОЦЕНКА СТОИМОСТИ И КОЛИЧЕСТВА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ**

Замечаний по оценке стоимости и определению количества используемых машин и механизмов у Аудитора нет. Однако следует обратить внимание на то, что не все объемы по эксплуатации машин внесены в Ведомости объемов работ.

## **21.6 ОЦЕНКА ПРАВИЛЬНОСТИ СОСТАВЛЕНИЯ СВОДНОГО СМЕТНОГО РАСЧЕТА, ОБОСНОВАННОСТИ ВКЛЮЧЕНИЯ В НЕГО РАБОТ И ЗАТРАТ**

Аудитор отмечает удовлетворительное качество представленного Сводного сметного расчета: в целом, ССР по форме представления и порядку формирования затрат составлен в соответствии с действующими требованиями Методики определения стоимости строительной продукции на территории РФ» МДС 81-35.2004.

В соответствии с рекомендациями МДС 81-35.2004, средства и затраты, предусмотренные для строительства объекта, распределены по статьям затрат и главам сводного сметного расчета.

## 21.7 ОБОБЩАЮЩИЕ ВЫВОДЫ

- Представленная Сметная документация имеет удовлетворительное качество. Основные статьи затрат учтены и соответствуют проектной документации, заданию на проектирование, техническим условиям.
- Локальные сметные расчеты и сводный сметный расчет разработаны на основе согласованной и прошедшей экспертизу в ФГУ «Главгосэкспертиза России» Свидетельство №П-0076-07-2009-0042 от 02 сентября 2015 г. проектной документации (Заказчик – ПАО «РусГидро» – Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного)).
- Прайс-листы и технико-коммерческие предложения на оборудование и материалы, использованные при составлении данной сметной документации, на рассмотрение Аудитору были представлены в не полном объеме. Аудитором выявлено, что по проанализированным позициям представлены ТКП только одного производителя.
- При выборочной проверке сметной документации выявлено:
  - ряд несоответствий между СД и ПД (Ведомостями объемов работ): по оценке Аудитора, выявленные несоответствия между не привели к существенному увеличению стоимости Проекта;
  - Аудитор рекомендует привести СД в соответствие ПД;
  - применение усредненного в зависимости от предназначения демонтируемого оборудования коэффициента на демонтажные
  - В целом, Аудитор отмечает достаточную обоснованность затрат на строительство объекта по титулу «Комплексная реконструкция Майнского гидроузла» для нужд ПАО «РусГидро» – Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного». Сметную документацию по форме представления и порядку формирования затрат можно считать соответствующей МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории РФ» – при условии устранения выявленных Аудитором несоответствий.

## 21.8 ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ

В процессе анализа сметной документации, Аудитор отметил следующие возможности для оптимизации собственно сметной стоимости:

- выбор оптимальных показателей стоимости всех материальных ресурсов и оборудования по Проекту необходимо определять на основе конъюнктурного анализа – такой метод позволит наиболее точно рассчитать конечный объем инвестиций в проект;
- учесть замечания, выявленные Аудитором в процессе проверки сметной документации.

## 22 ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

Аудитору представлена Заявка на инвестиционный проект «Замена гидроагрегатов МГУ», содержащая оценку экономической эффективности инвестиций в Проект «Замена гидроагрегатов ст. № 1-3 МГУ «под ключ».

Согласно данным Заявки, при ставке дисконтирования 11,6% Проект окупается (см. табл. 22-1). Однако при анализе исходных данных в Модели денежных потоков Аудитор установил, что:

- вместо цены КОМ для действующих мощностей во 2 ЦЗ, где расположена Майнская ГЭС, в расчет принята цена КОМ для действующих мощностей в 1 ЦЗ;
- цены КОМ для действующих мощностей во 2 ЦЗ на 2016...19 гг., учтенные в Модели, отличаются от данных Системного оператора по итогам проведенных КОМ для соответствующих годов;
- капитальные затраты в ценах базового года с НДС, учтенные в Модели, отличаются от фактических данных ССР, прошедшего Госэкспертизу (см. табл. 22.1).

Учет всех этих неточностей не привел к существенному изменению показателей экономической эффективности Проекта (см. табл. 22.1).

Аудитор отмечает, что, по его мнению, ставка дисконтирования, принятая в расчетах, достаточно низка для сегодняшнего уровня макроэкономических рисков, при этом дисконтированный срок окупаемости превышает 20 лет.

**Таблица 22.1. Показатели экономической эффективности инвестиций в Проект «Замена гидроагрегатов ст. № 1-3 МГУ «под ключ»**

Показатель	Расчет Заказчика	Расчеты Аудитора	
		Цены КОМ	Капитальные затраты
Ставка дисконтирования, %	11,6		
Капитальные затраты в ценах базового года с НДС, млн. руб.	8 524,18		8 584,99
Чистая приведенная стоимость (NPV), млн. руб.	2 667,536	2 786,144	2 885,95
Внутренняя норма доходности (IRR), %	15,1	15,2	15,3
Индекс прибыльности (PI)	1,4	1,4	1,4
Срок окупаемости (PP), лет	14	14	14
Дисконтированный срок окупаемости (DPP), лет	21	21	21

## 23 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ РИСКОВ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

В Заявке на инвестиционный проект «Замена гидроагрегатов МГУ» представлены результаты оценки чувствительности Модели финансовых потоков к изменению стоимости реализации Проекта. Согласно этим данным, Проект имеет достаточную степень устойчивости к изменению рассмотренного показателя. Однако Заказчиком не было проанализировано влияние на эффективность Проекта других его основных параметров (в частности, приростов объемов поставки мощности и электроэнергии и цен на нее).

Аудитору выполнил оценку рисков по Проекту.

### 23.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РИСКИ

Отсутствие на данном этапе результатов инструментального обследования узлов гидротурбины сохраняющихся в эксплуатации формирует риск увеличения объема СМР при реализации проекта по замене гидроагрегатов.

### 23.2 ИНВЕСТИЦИОННЫЙ РИСК

Проект окупается, однако, ставка дисконтирования принята, по мнению Аудитора, на достаточно низком уровне, а дисконтированный срок окупаемости – более 20 лет. Поэтому Аудитор оценивает уровень инвестиционного риска по Проекту как *«средний»*.

### 23.3 ОПЕРАЦИОННЫЙ РИСК

К основному источнику операционного (эксплуатационного) риска можно отнести отклонение фактических эксплуатационных затрат от плановых, что не позволит получить поток денежных средств, достаточный для ведения бизнеса и обслуживания долга. Учитывая, что в данном случае предусматривается только замена оборудования на существующей и давно эксплуатирующейся электростанции, этот вид риска можно считать *минимальным*.

### 23.4 ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ

#### Валютный риск

Данный риск связан с высокой вероятностью колебания валютных курсов и использованием в проекте импортируемой части поставок.

В рассматриваемом случае он *минимален*, так как основное оборудование планируется приобретать у отечественных поставщиков.

#### Процентный риск

Схема финансирования Проекта детально пока не разработана, поэтому оценить уровень данного вида риска *не представляется возможным*.

#### Инфляционный риск

Аудитор оценивает уровень этого вида риска как *«средний»*, так как в среднесрочной перспективе доходная часть Проекта не будет защищать его от возможных всплесков инфляции: ставка на мощность в ближайшие годы будет находиться практически на фиксированном уровне.

#### **Налоговый риск**

Источник риска – вероятность введения новых видов налогов и сборов, увеличение уровня ставок по существующим налогам и сборам.

С учетом последних тенденций в экономике страны Аудитор оценивает этот вид риска как *«средний»*.

### **23.5 РЫНОЧНЫЕ РИСКИ**

#### **Риск неконтролируемого изменения тарифов на электрическую и тепловую энергию**

Майнская ГЭС участвует в конкурентном рынке электроэнергии в режиме ценопринимания и рынке мощности, а также предоставляет СО услуги по первичному регулированию частоты. Вероятность существенного непрогнозируемого снижения уровней цен и тарифов на всех этих рынках в обозримом будущем *минимальная*.

#### **Риск изменения объема сбыта электрической энергии**

Особенности функционирования ГЭС, с одной стороны, не позволяют с высокой степенью достоверности прогнозировать выработку на них электроэнергии в кратко- и среднесрочной перспективах. Однако, у Заказчика имеется огромный опыт в сфере эксплуатации ГЭС вроде Майнской, позволяющий ему успешно минимизировать негативные последствия как от непрогнозируемых колебаний выработки электроэнергии на ГЭС в кратко- и среднесрочной перспективах, так и достаточно уверенно прогнозировать загрузку ГЭС в долгосрочной перспективе, поэтому уровень этого вида риска ИК оценивает как *минимальный*.

### **23.6 РИСК УДОРОЖАНИЯ ПРОЕКТА**

Аудитор не выявил существенных несоответствий между СД и ПД (Ведомостями объемов работ), которые, по его оценке, могли бы привести к увеличению стоимости Проекта, поэтому Аудитор оценивает уровень риска удорожания Проекта как «низкий».

### **23.7 РИСК НЕДОФИНАНСИРОВАНИЯ ПРОЕКТА**

Так как Проект еще не реализуется, уровень риска его недофинансирования можно признать «низким».



## 23.8 МАТРИЦА РИСКОВ

В своем исследовании Инжиниринговая компания пользуется следующей системой оценки рисков.

Вероятность		Влияние на проект			
Очень низкая	1	Незначительное	20		
Низкая	5	Умеренное	40		
Средняя	10	Значительное	60		
Высокая	15	Крупное	80		
Очень высокая	20	Критическое	100		
Оценка в баллах = Вероятность + Влияние на проект					
	Очень низкая	Низкая	Средняя	Высокая	Очень высокая
Незначительное	21	25	30	35	40
Умеренное	41	45	50	55	60
Значительное	61	65	70	75	80
Крупное	81	85	90	95	100
Критическое	101	105	110	115	120

Таким образом, риски можно представить в виде следующей таблицы:

№	Наименование риска	Описание риска	Вероятность	Влияние на проект	Общая оценка
1	Инвестиционный риск	Проект окупается, однако, ставка дисконтирования принята, по мнению Аудитора, на достаточно низком уровне, а дисконтированный срок окупаемости – более 20 лет. Поэтому Аудитор оценивает уровень инвестиционного риска по Проекту как « <b>средний</b> ».	10	80	90
2	Операционный риск	Риск возможного отклонения фактических эксплуатационных затрат от плановых, что не позволит получить поток денежных средств, достаточный для ведения бизнеса и обслуживания долга. Учитывая, что в данном случае предусматривается только замена оборудования на существующей и давно эксплуатирующейся электростанции, этот вид риска можно считать <b>минимальным</b> .	1	40	41
3	Валютный риск	Данный риск связан с высокой вероятностью колебания валютных курсов и использованием в проекте импортируемой части поставок. В рассматриваемом случае риск <b>минимален</b> , так как основное оборудование планируется приобретать у отечественных по-	1	40	41

№	Наименование риска	Описание риска	Вероятность	Влияние на проект	Общая оценка
		ставщиков.			
4	Процентный риск	Схема финансирования Проекта детально пока не разработана, поэтому оценить уровень данного вида риска не представляется возможным.	нет	нет	нет
5	Инфляционный риск	Аудитор оценивает уровень этого вида риска как « <b>средний</b> », так как в среднесрочной перспективе доходная часть Проекта не будет защищать его от возможных всплесков инфляции: ставка на мощность в ближайшие годы будет находиться практически на фиксированном уровне.	10	40	50
6	Налоговые риски	Источник риска – вероятность введения новых видов налогов и сборов, увеличение уровня ставок по существующим налогам и сборам. С учетом последних тенденций в экономике страны ИК оценивает эти риски как <b>средние</b> .	10	60	70
7	Риск неконтролируемого изменения тарифов на энергию	Майнская ГЭС участвует в конкурентном рынке электроэнергии (в режиме ценопринимания) и рынке мощности, а также предоставляет системному оператору услуги по первичному регулированию частоты. Вероятность существенного непрогнозируемого снижения уровней цен и тарифов на всех этих рынках в обозримом будущем <b>минимальная</b>	1	20	21
8	Риск изменения объема сбыта электрической энергии	Особенности функционирования ГЭС, с одной стороны, не позволяют с высокой степенью достоверности прогнозировать выработку на них электроэнергии в кратко- и среднесрочной перспективах. Однако у Заказчика имеется огромный опыт в сфере эксплуатации крупных ГЭС, вроде Майнской ГЭС, позволяющий ему успешно <b>минимизировать</b> негативные последствия	1	40	41
9	Риск удорожания стоимости проекта и увеличения сроков реализации инвестиционного проекта	Аудитор не выявил существенных несоответствий между СД и ПД (Ведомостями объемов работ), которые, по его оценке, могли бы привести к увеличению стоимости Проекта, поэтому Аудитор оценивает уровень риска удорожания Проекта как « <b>низкий</b> ».	5	60	65

№	Наименование риска	Описание риска	Вероятность	Влияние на проект	Общая оценка
10	Риск недофинансирования проекта	Так как Проект еще не реализуется, а Аудитором выявлены возможности по снижению затрат на реализацию Проекта почти на 15%, уровень риска его недофинансирования можно признать « <b>НИЗКИМ</b> ».	5	80	<b>85</b>

## 24 МАРКЕТИНГОВОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ РЫНКА ПОДРЯДНЫХ УСЛУГ ПО СОЗДАНИЮ ОБЪЕКТА

Разработчиком Проектной документации комплексной замены гидроагрегатов Майнской ГЭС является АО «Ленгидропроект», принадлежащее ПАО «РусГидро». Компания является ведущим исследовательской и проектной организацией России в сфере гидротехнических сооружений и выполняет полный комплекс изыскательских и проектных работ на всех стадиях жизненного цикла проекта.

Также необходимо отметить, что холдинг ПАО «РусГидро» располагает в числе собственных активов предприятиями, занимающимися строительными и ремонтными работами, а также оказывающими генподрядные услуги.

К числу таких предприятий относятся ООО «Монтажэнерго», ОАО «УстьсреднеканГЭСстрой», ОАО «Чиркейгэсстрой», ОАО «ЭСКО ЕЭС» и ОАО «Гидроремонт ВКК»

Строительно-ремонтные компании в составе Группы «РусГидро»

Предприятия	Ремонтные работы	СМР и ПНР	Опыт генподряда	Филиалы вблизи Объекта
ООО «Монтажэнерго»	✓	✓	✓	
ОАО «Усть-СреднеканГЭСстрой»	Не рассматривается ввиду территориального расположения			
ОАО «Чиркейгэсстрой»		✓	✓	
ОАО "ЭСКО ЕЭС"		✓	✓	
ОАО «Гидроремонт-ВКК»	✓			✓

Указанные компании принимают активное участие в реализации Программы комплексной модернизации, проходящей на гидростанциях ПАО «РусГидро».

## 24.1 ГЕНПОДРЯДЧИК

Помимо вышеуказанных компаний, входящих в структуру Холдинга «РусГидро», ниже в разделе представлен перечень других предприятий, присутствующих на российском рынке генподрядных услуг.

Генподрядчик, или EPC-подрядчик – компания, выполняющая проект «под ключ», начиная со стадии проектирования, далее осуществляя закупки и поставки оборудования и материалов, строительно-монтажные работы, и заканчивая вводом объекта в эксплуатацию. EPC расшифровывается как «Engineering, Procurement, Construction» – «проектирование, поставки, строительство».

Отечественной практике присуща такая схема, когда Заказчик самостоятельно заключает договор на разработку проектной документации. Тем не менее, большинство генподрядных организаций, предлагающих услуги строительства «под ключ», также предлагают услуги по проектированию, являясь, таким образом, инжиниринговыми компаниями полного цикла.

Российский рынок EPC-услуг на данный момент находится на этапе формирования, иностранные генподрядчики присутствуют на нем только эпизодически.

### ОАО «Трест Гидромонтаж»

Основано в 1935 г. Инжиниринговый холдинг, занимающийся как проектированием, так и строительством энергетических объектов.

#### Крупнейшие проекты «Трест Гидромонтаж»

Проект	Заказчик	Состав работ	Срок реализации
Нижне-Бурейская ГЭС	ПАО «РусГидро»	Генподряд	наст. вр.

Проект	Заказчик	Состав работ	Срок реализации
Загорская ГАЭС	ПАО «РусГидро»	Строительство напорных водоводов, работы по земляному комплексу	наст. вр.
Зарамагская ГАЭС	ПАО «РусГидро»	Строительство напорного водовода и бассейна суточного регулирования	наст. вр.
Жигулевская ГЭС	ПАО «РусГидро»	Работы по техническому перевооружению и реконструкции ГЭС	наст. вр.
Богучанская ГЭС	ПАО «РусГидро»	Поставка гидромеханического оборудования	наст. вр.

### ВО «Технопромэкспорт»

Компания основана в 1955 г. На российском рынке с 1993 г. Доля вводов в общем объеме вводов в 2013 г.: 0% Доля вводов в общем объеме вводов в 2012 г.: 12,6%.

#### Российские проекты ВО «Технопромэкспорт» в 2011-2012 гг.

Проект	Заказчик	Состав работ	Срок реализации
Южная ТЭЦ-22, строительство ПГУ-450	ОАО "ТГК-1"	Генподряд	2011
Уренгойская ГРЭС, строительство ПГУ-450	ОАО "ОГК-1"	Строительство "под ключ"	2012
Черепетская ГРЭС, строительство двух угольных блоков	ОАО "ОГК-3"	Строительство "под ключ"	2014
Нижневартовская ГРЭС, строительство ПГУ-400	ОАО "Интер РАО"	Строительство "под ключ"	2013
Ивановские ПГУ, строительство ПГУ-325	ОАО "Интер РАО"	Генподряд	2012

### ОАО «ТЭК Мосэнерго»

Основано в 2007 г. Доля вводов в общем объеме вводов в 2013 г.: 0%. Доля вводов в общем объеме вводов в 2012 г.: 6,9%. Портфель заказов в РФ: 1482 МВт.

### Крупнейшие проекты «ТЭК Мосэнерго» в 2007-2013 гг.

Проект	Заказчик	Состав работ	Срок реализации
ТЭЦ-27, ПГУ-450 МВт	Мосэнерго	Строительство блока №3 "под ключ"	2007
ТЭЦ-21, ПГУ-450 МВт	Мосэнерго	Строительство блока №11	2008
ТЭЦ-26, ПГУ-420 МВт	Мосэнерго	Проектная и рабочая документация	2011
ТЭЦ-16, ПГУ-420 МВт	Мосэнерго	Строительство "под ключ"	2013
ТЭЦ-12, ПГУ-420 МВт	Мосэнерго	Строительство "под ключ"	2013
ТЭЦ-20, ПГУ-420 МВт	Мосэнерго	Строительство "под ключ"	2014
Серовская ГРЭС, ПГУ-420 МВт	ОАО «ОГК-2»	Генеральный проектировщик блока №9	2013
Адлерская ТЭС, ПГУ 2x180 МВт	ОАО «ОГК-2»	Строительство "под ключ"	2012

### ЗАО «Энергопроект»

Основано в 2007 г. Доля вводов в общем объеме вводов в 2013 г.: 0%. Доля вводов в общем объеме вводов в 2012 г.: 3,6%. Портфель заказов в РФ: 1055 МВт.

### Крупнейшие проекты ЗАО «Энергопроект» в 2011-2015 гг.

Проект	Заказчик	Состав работ	Срок реализации
Харанорская ГРЭС, Строительство 3-го блока	ОАО "ОГК-3"	Генподряд	2012
Березовская ГРЭС, строительство энергоблока №3 на базе ПСУ-800	ОАО "Э.ОН Россия"	Генподряд включая проектирование	2015
Южная ТЭЦ-22	ОАО "ВО "Технопромэкспорт"	ТЭО, рабочее проектирование, СМР и поставка оборудования	2011
Ливенская ТЭЦ, строительство ГТУ-30 МВт + КУ	ОАО "Квадра – Генерирующая компания"	Подготовка площадки, СМР, поставка вспомогательного оборудования	2012

### ООО «Кварц»

Основано в 2000 г. Доля вводов в общем объеме вводов в 2013 г.: 5,4%. Введено 200,7 МВт. Доля вводов в общем объеме вводов в 2012 г.: 1,4%. Введено в 2012 г.: 90 МВт. Портфель заказов в РФ: 930 МВт.

### Крупнейшие проекты ООО «Кварц» в 2011-2014 гг.

Проект	Заказчик	Состав работ	Срок реализации
Троицкая ГРЭС, блок 660 МВт	ОАО "ОГК-2"	Строительство «под ключ»	2014
Омская ТЭЦ-3 ПГУ 90 МВт	ОАО "ТГК-11"	Генподряд	2012
Джубгинская ГТУ ТЭС 1 блок 101,5 МВт 2 блок 99.2 МВт	ОАО «Интер РАО Электрогенерация»	Строительство «под ключ»	2013

Проект	Заказчик	Состав работ	Срок реализации
Тобольская ТЭЦ 213 МВт	ОАО «Фортум»	Строительство «под ключ»	2011
Тюменская ТЭЦ-1 ПГУ 206 МВт	ОАО «Фортум»	Строительство «под ключ»	2011

## 25 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

### 25.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ

Инжиниринговая компания (ИК) в рамках Договора возмездного оказания услуг № НЖ-2143-2015 от «28» января 2015 г. провела экспертную оценку документации, представленной Заказчиком в объеме Технических требований на выполнение работ по проведению публичного технологического и ценового аудита Инвестиционного проекта, по результатам которой могут быть сформированы следующие выводы:

1. Технические решения, связанные с выбором оборудования для комплексной реконструкции станции, в значительной степени ограничены габаритными размерами строительной части машинного зала и статорной части гидротурбины.
2. Комплексная замена гидроагрегатов и блочных трансформаторов обусловлена:
  - Необходимостью замены гидротурбин из-за работы их в настоящее время с заклиненными лопастями в диапазоне нагрузок 52-72МВт и расходе через турбину 420-550 м<sup>3</sup>/с что не всегда обеспечивает пропуск воды только через агрегаты и приводит к частым открытиям затворов холостого водосброса.
  - Смещением характеристики рабочего колеса от оптимальных координат и даже при исправном механизме поворота лопастей рабочего колеса существующей гидротурбины и максимальном напоре 16,4 м не обеспечивает мощность гидроагрегата 107 МВт.
  - Заключение завода-изготовителя ПАО «Силовые машины» от 26 февраля 2015 года по результатам комплексного обследования гидрогенераторов, на основании полученных данных и изучении предоставленных ГЭС материалов сделан вывод о невозможности устранения недопустимого уровня вибраций сердечника статора. В целом состояние каждого из трех генераторов оценивается как неисправное, неработоспособное. Следует также учесть что в соответствии с графиком реконструкции к моменту практической замены оборудования срок службы генераторов составит 35 лет.

**Учитывая текущее состояние гидротурбинного оборудования, а также дважды предпринятые попытки реконструкции механизма разворота лопастей рабочего колеса гидротурбины ст.н.1 МГУ и состояние генераторного оборудования с достижением срока службы к моменту начала реконструкции, решение о их замене является обоснованным и оптимальным с экономиче-**

**ской точки зрения воздействием на гидроагрегаты с целью обеспечения безопасной эксплуатации Майнского гидроузла.**

3. После обследования трансформаторов по истечении их 25-ти летней эксплуатации когда были выявлены замечания, выданы рекомендации по их устранению а также определено состояние трансформаторов как пригодных к дальнейшей эксплуатации до следующего капремонта или реконструкции, прошёл ещё пятилетний срок эксплуатации трансформаторов. Принимая во внимание, что срок службы трансформаторов к планируемому моменту начала их замены составит 35 лет и анализ повреждаемости трансформаторов, проведенного ОАО «НИИЭС» по данным РАО «ЕЭС России», показавшего, что при сроке эксплуатации свыше 35-ти лет для блочных трансформаторов возрастает вероятность отказа, связанного с возникновением замыканий в обмотках из-за старения витковой изоляции. и повышения вероятности выхода из строя устройства РПН.

**Учитывая вышеизложенное, замена главных трансформаторов является обоснованной и оптимальной с экономической точки зрения воздействием на трансформаторы с целью обеспечения безопасной эксплуатации Майнского гидроузла.**

## 25.2 ЦЕНОВОЙ АУДИТ

1. Аудитор самостоятельно выделил из общего ССР Проекта «Комплексная реконструкция Майнского гидроузла» затраты, которые относятся к титулу «Замена гидроагрегатов ст. № 1-3 МГУ «под ключ», и экспертно оценил их примерно в 8 584 990,59 тыс. руб. с НДС (33,35% от всей стоимости Комплексной реконструкции Майнского гидроузла.
2. Анализ представленной Аудитору сметной документации по проекту позволяет сделать вывод, о её соответствии требованиям, предъявляемым к сметной документации, разрабатываемой на стадии Инвестиционного проекта.  
Однако:
  - Прайс-листы и технико-коммерческие предложения на оборудование и материалы, использованные при составлении данной сметной документации, на рассмотрение Аудитору были представлены в не полном объеме; Аудитором выявлено, что по проанализированным позициям представлены ТКП только одного производителя;
  - по оценкам Аудитора, стоимость проекта завышена крайне незначительно (на 1 119,51 тыс. руб. без НДС);
  - Аудитор также выявил неоднократные расхождения данных о физических объемах работ, содержащиеся в ЛСР и в ВОР; стоимостную оценку последствий устранения этих расхождений можно будет сделать только после приведения в соответствие проектной и сметной документации.
3. Согласно данным Заявки на инвестиционный проект «Замена гидроагрегатов МГУ», при ставке дисконтирования 11,6% Проект окупается ( $NPV = 2$



667 536 тыс. руб., IRR = 15,1%, дисконтированный срок окупаемости – 21 год). Однако при анализе исходных данных в Модели денежных потоков Аудитор установил, что:

- вместо цены КОМ для действующих мощностей во 2 ЦЗ, где расположена Майнская ГЭС, в расчет принята цена КОМ для действующих мощностей в 1 ЦЗ;
- цены КОМ для действующих мощностей во 2 ЦЗ на 2016...19 гг., учтенные в Модели, отличаются от данных Системного оператора по итогам проведенных КОМ для соответствующих годов;
- капитальные затраты в ценах базового года с НДС, учтенные в Модели, отличаются от фактических данных ССР, прошедшего Госэкспертизу.

Учет всех этих неточностей не привел к существенному изменению показателей экономической эффективности Проекта.

4. Аудитор не выявил существенных рисков по Проекту.