



**Некоммерческое партнерство
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»**



Основана в 1724 году

*Российская академия наук
Научный совет по проблемам
надёжности и безопасности
больших систем энергетики*

УТВЕРЖДАЮ

Председатель Научного Совета РАН
по проблемам надёжности и
безопасности больших систем энергетики,
Председатель Научно-технической
коллегии НП «НТС ЕЭС»,
член-корреспондент РАН,
д.т.н., профессор

А.Ф. Дьяков

«20 » ноября 2014 г.

ПРОТОКОЛ

совместного заседания Научного совета РАН по проблемам надёжности
и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической
коллегии НП «НТС ЕЭС»

на тему:

**«Рассмотрение результатов технологического и ценового аудита
проектной документации по комплексной замене гидроагрегатов
Воткинской ГЭС ОАО «РусГидро»**

12 ноября 2014 года

№ 7/14

г. Москва

Присутствовало: 61 чел.

Со вступительным словом выступил

Председатель научного Совета РАН по проблемам надёжности и
безопасности больших систем энергетики, Председатель Научно-
технической коллегии НП «НТС ЕЭС», член-корр. РАН, д.т.н., профессор
А.Ф. Дьяков.

**Со вступительным докладом «О цели проекта по комплексной
замене гидроагрегатов Воткинской ГЭС» выступил Р.М. Хазиахметов,**

директор по технической политике и развитию ОАО «РусГидро». Ниже изложены основные положения доклада.

Федеральная гидрогенерирующая компания ОАО «РусГидро» — одна из крупнейших российских генерирующих компаний по установленной мощности станций и третья в мире гидрогенерирующая компания. В число основных задач компании входит повышение безопасности, надёжности и энергоэффективности эксплуатируемых энергетических объектов.

По состоянию на 01.10.2014 г. установленная мощность электростанций группы ОАО «РусГидро» составляет 38,2 ГВт.

Решением Совета директоров ОАО «РусГидро» от 05.12.2011 г. утверждена Программа комплексной модернизации (далее — ПКМ) ОАО «РусГидро» на период 2012 – 2025 гг. в объёме 445 млрд руб. (в прогнозных ценах с НДС). ПКМ охватывает ключевые направления модернизации основного генерирующего оборудования.

Приоритеты ПКМ

1. Обеспечение экономической эффективности, роста выработки ГЭС. Комплексная модернизация оборудования гидроэлектростанций, имеющих высокую экономическую эффективность (Камская, Саратовская, Жигулевская, Волжская ГЭС, выработка которых составляет 33,8 % среднесноголетней выработки ОАО «РусГидро»)

2. Безопасность ГЭС и оборудования. Модернизация основного оборудования объектов, направленная на обеспечение безопасности ГЭС в отношении персонала, третьих лиц, а также экологической безопасности водных ресурсов: водозаборы мегаполисов, мелиорация (каскад Верхневолжских ГЭС, Новосибирская ГЭС, каскад Кубанских ГЭС).

3. Надёжность работы ГЭС. Модернизация объектов, имеющих значительные технологические риски и высокую вероятность получения ущерба в результате аварий (ГЭС Северо-Осетинского филиала, Миатлинская ГЭС Дагестанского филиала, высоконапорные станции с изношенным основным генерирующим оборудованием).

4. Обеспечение системной надёжности. Модернизация электрооборудования объектов с системообразующими распределительными устройствами, влияющая на повышение устойчивости работы энергосистемы России (Чебоксарская ГЭС, Воткинская ГЭС, Загорская ГАЭС, Чиркейская ГЭС, ГЭС-2, ГЭС-4 Каскада Кубанских ГЭС).

Эффекты реализации ПКМ

1. Повышение надёжности и безопасности эксплуатируемых объектов. Задачи, решаемые в рамках ПКМ для повышения надёжности и безопасности объектов и значения целевых показателей представлены в табл. 1.

2. Увеличение установленной и располагаемой мощности в результате замены оборудования на оборудование с улучшенными эксплуатационными характеристиками. Дополнительные ориентиры ПКМ в части прироста установленной мощности и выработки электрической энергии представлены в табл. 2.

3. Промежуточные итоги реализации ПКМ представлены в табл. 2.

Таблица 1

Задача	Значение показателя	
	на конец 2010 г.	к моменту окончания ПКМ
Снижение износа турбин по данным бухгалтерского учета, %	69	32
Снижение износа генераторов по данным бухгалтерского учета, %)	68	35
Снижение износа трансформаторов по данным бухгалтерского учета, %	65	44
Снижение износа высоковольтных выключателей по данным бухгалтерского учета, %	56	50
Снижение износа оборудования вторичной коммутации по данным бухгалтерского учета, (%)	65	40
Снижение износа вспомогательного оборудования по данным бухгалтерского учета, %)	54	34
Доля ГЭС соответствующих нормальному уровню безопасности, %	92,1	95,5

Таблица 2

Цель	Задача	Целевое значение показателя к моменту окончания ПКМ*
Рост ценности Компании	Увеличение установленной мощности относительно уровня 2011 г. накопленным итогом, МВт	779,0*
Повышение энергетической эффективности через устойчивое развитие производства на базе возобновляемых источников энергии	Прирост выработки электроэнергии по отношению к 2011 г., млн кВт·ч	1375,6**

* прирост установленной мощности равен приросту располагаемой мощности;

** прирост полезного отпуска электроэнергии равен приросту выработки электроэнергии за вычетом потребления на собственные нужды в размере 1,3 %.

Таблица 3

Группа активов	План ПКМ		Факт ПКМ (2012 – 2014 гг.)	
	Шт.	Финансирование тыс. руб. (с НДС)	Шт.	Освоение, тыс. руб. (без НДС)
Проектные работы	-	8 324 289,0	-	3 311 191,0
Турбины	201	165 138 039,2	40	15 517 030,0
Генераторы	187	87 140 859,9	35	9 274 190,0
Трансформаторы	183	23 518 306,5	26	3 984 227,0
Высоковольтные выключатели	398	16 961 713,1	70	2 397 240,0
Гидротехнические сооружения	230	27 582 073,2	80	2 550 330,0
Оборудование вторичной коммутации	около 10200	20 688 042,5	2395	3 213 648,0
Вспомогательное оборудование	более 4200	74 429 931,7	844	9 966 283,0
Создание систем физической безопасности	-	21 710 326,4	-	2 542 704,0
Итого		445 493 581,5		52 756 843

Технологический и ценовой аудит

В соответствии с директивой Правительства РФ от 30.05.2013 г. № 2988п-П13 возникла необходимость провести аудит и общественные обсуждения ряда проектов. Решением Совета директоров (СД) ОАО «РусГидро» (протокол от 15.07.2013 г. № 184) и согласно приказу ОАО «РусГидро» от 09.10.2013 г. № 971 разработано Положение о проведении публичного технологического и ценового аудита крупных инвестиционных проектов ОАО «РусГидро». Стоимость проектов, попадающих под аудит, в соответствии с директивой Правительства РФ, составляет более 1,5 млрд руб.

Решением СД ОАО «РусГидро» (протокол от 28.03.2014 г. № 95) утверждён перечень инвестиционных проектов для проведения публичного технологического и ценового аудита.

Согласно планам-графикам технологический и ценовой аудит по проектам в 2014 г. проводится на следующих трёх филиалах ОАО «РусГидро»:

- «Воткинская ГЭС», по проекту «Комплексная замена гидроагрегатов Воткинской ГЭС»;
- «Волжская ГЭС», по проекту «Комплексная модернизация оборудования ОРУ-500кВ»;
- «Жигулевская ГЭС», по проекту «Замена трансформаторов АТГ и ТГ с реконструкцией маслоприёмников».

СД ОАО «РусГидро» рекомендовал Компании проводить публичное обсуждение результатов технологического и ценового аудита проектов на

площадке НП «НТС ЕЭС» как влиятельного независимого экспертного сообщества.

Технологический и ценовой аудит по инвестиционному проекту «Комплексная замена гидроагрегатов Воткинской ГЭС»

В результате проведения технологического и ценового аудита по инвестиционному проекту технического перевооружения «Комплексная замена гидроагрегатов Воткинской ГЭС» подготовлен отчёт по оценке обоснованности выбора в проектной документации технологических и конструктивных решений, соответствия расчётов, содержащихся в сметной документации, сметным нормам и нормативам.

Представляем вашему вниманию первый из проектов, предусмотренных к обсуждению в 2014 г. — «Комплексная замена гидроагрегатов Воткинской ГЭС».

Отчёт технологического и ценового аудита с проектной документацией и презентационными материалами направлен в НП «НТС ЕЭС» и размещён на официальном сайте ОАО «РусГидро» для публичного обсуждения.

С докладом на тему «Техническое перевооружение с заменой гидроагрегатов Воткинской ГЭС» выступил **Л.А. Корныльев**, заместитель главного инженера ОАО «Ленгидропроект» по гидромеханическому оборудованию. Ниже изложены основные положения доклада.

ОАО «Ленгидропроект» в соответствии с договором № 2880 от 25.12.2012 г. занимается разработкой проектной документации по комплексной реконструкции Воткинской ГЭС. На первом этапе предусмотрены работы по техническому перевооружению с заменой всех 10 гидроагрегатов.

Существующее положение

В здании ГЭС установлено 10 гидроагрегатов с поворотно-лопастными турбинами типа ПЛ-661-ВБ-930 и трехфазными генераторами типа СВ 1500/170-96 зонтичного исполнения мощностью: восьми гидроагрегатов — по 100 МВт и двух — по 110 МВт.

Необходимость замены гидроагрегатов Воткинской ГЭС

Необходимость замены гидроагрегатов Воткинской ГЭС подтверждена следующим:

- основное оборудование выработало нормативный срок службы, равный 30 годам для турбин и 40 годам для генераторов;
- по результатам диагностического обследования гидроагрегатов Воткинской ГЭС, выполненного ОАО «Фирма ОРГРЭС» в 2007 – 2012 гг., остаточный ресурс основных узлов оценивается не более 10 лет (технические отчеты ОАО «Фирма ОРГРЭС» «Проведение диагностического обследования гидроагрегатов ст. №№ 1 – 10 Воткинской ГЭС»).

Основными проблемными узлами гидроагрегатов являются:

- остов ротора генератора: трещины сварных швов, в связи с чем проводится ежегодная дефектоскопия;
- лопасти рабочего колеса: ресурс лопастей практически исчерпан, в связи с чем проводится ежегодная дефектоскопия;

- облицовка фундаментного кольца: трещины и уменьшение толщины облицовки;
- обмотки ротора и статора: низкие изоляционные качества (содержание асбеста), увеличение количества пробоев.

Сводный индекс технического состояния гидроагрегатов, рассчитанный согласно принятой в ОАО «РусГидро» методике, близок к 50 %, и без проведения реконструктивных работ снижается на 5 – 6 % в год. Данный индекс технического состояния подтверждается ежегодными отчётами ОАО «НИИЭС».

Выбор вариантов оборудования для замены турбины

Основные задачи при выборе новой турбины — получение большей мощности и выработки электроэнергии.

Новая гидротурбина должна быть вписана в существующую проточную часть: спиральную камеру и отсасывающую трубу. Должны быть заменены рабочие механизмы и камера рабочего колеса. Используются облицовка конуса отсасывающей трубы, облицовки спиральной камеры, облицовка шахты турбины и статор турбины.

Диаметр рабочего колеса должен быть не более 9,3 м. Увеличить диаметр не представляется возможным из-за использования существующего статора турбины и спиральной камеры. В связи с размывом русла реки в нижнем бьефе увеличился напор ГЭС.

Анализ отчётных данных за период 1980 – 2012 гг. показал, что агрегаты работают при напорах, значительно превышающих проектный расчётный напор 17,5 м. Среднегодовой напор составляет 20,21 м. Средний минимальный напор за эти годы был 18,95 м. По этой причине предлагается для новых турбин принять расчётный напор 19,0 м.

Рассмотрение вариантов по выбору рабочего колеса турбины

Рассмотрены различные варианты рабочих колес, исходя из следующих условий:

- для уменьшения коэффициента кавитации рассматривались рабочие колёса на напоры до 30 м типа ПЛ30 с 5-ю или 6-ю лопастями;
- максимальная мощность при расчётном напоре принималась при ограничении высоты отсасывания - 4 м, которая является среднегодовой величиной за период 1980 – 2012 гг.;
- рассматривалась увеличенная частота вращения агрегата, т. к. замене подлежит не только турбина, но и генератор.

Варианты рабочих колес:

- вариант 1: турбина ПЛ30/3295-В-930, $n = 62,5$ об/мин;
- вариант 2: турбина ПЛ30/3295-В-930, $n = 68,2$ об/мин;
- вариант 3: турбина ПЛ30/877-В-930, $n = 68,2$ об/мин;
- вариант 4: турбина ПЛ30-В-930, $n = 68,2$ об/мин;
- вариант 5: турбина ПЛ30/800-В-930, $n = 62,5$ об/мин.

Параметры рабочего колеса ПЛ30/877 (вариант 3) по сравнению с другими вариантами имеют наилучшие энергетические и кавитационные характеристики и приняты для выбора мощности агрегата.

Модернизация системы автоматического управления гидроагрегатом

Центральной частью системы автоматического управления гидроагрегатом (САУ ГА) является программно-технический комплекс (ПТК), кроме него в состав системы входят датчики, исполнительные механизмы, традиционные средства контроля, непрограммируемые средства автоматизации. Система является автоматической, но предусматривает работу технических средств управления под контролем и при участии оперативного персонала

При замене агрегатов подлежит модернизации САУ ГА фирмы «Эмерсон» с ПТК «Овация», эксплуатируемая в настоящее время на Воткинской ГЭС.

Модернизации подлежат следующие технологические системы агрегата: регулирования; автоматического управления ГА; теплового контроля; сигнализации; управления вспомогательными механизмами агрегата; вибродиагностики агрегата, выполненная на программно-аппаратном комплексе 3500 фирмы «Bentley Nevada».

При модернизации САУ ГА подлежат замене дублированный контроллер, реле, аналоговые и цифровые модули ввода/вывода ПТК «Овация». Состав заменяемого оборудования определяется на стадии рабочей документации.

Вспомогательные системы гидроагрегата включают:

- техническое водоснабжение;
- воздухообеспечение и маслообеспечение.

В системе технического водоснабжения будут заменены трубопроводная арматура и контрольно-измерительная аппаратура, трубопроводы. Предусматривается замена фильтров на современные «Bollfilter» с автоматической промывкой и степенью очистки 1 мм.

В связи с изменением давления в базовом варианте турбины для систем регулирования предусматривается создание новой компрессорной станции высокого давления на 6,5 МПа с тремя поршневыми компрессорами КП-3000/70 производительностью 3,0 м³/мин каждый. Воздухоотделители устанавливаются на площадке между трансформаторами и соединяются с новой магистралью зарядки маслонапорной установки (МНУ), которая прокладывается со стороны верхнего бьефа.

В системе маслообеспечения агрегата замене подлежат запорная арматура и трубопроводы.

Выбор мощности гидроагрегата

В рамках реконструкции Воткинской ГЭС и полной замены гидросилового и электротехнического оборудования рассмотрена возможность увеличения мощности гидрогенератора. Рассмотрены следующие варианты единичной мощности агрегатов: 110, 115 и 118 МВт.

Прирост капиталовложений связан только с изменением стоимости гидрогенератора.

Для варианта увеличения выдаваемой мощности со 115 до 118 МВт изменяются габариты гидрогенератора. Увеличение высоты генератора

приведёт к поднятию отметки верха шахты генератора и соответственно изменяется строительная часть верхнего строения здания ГЭС.

По экспертной оценке стоимость строительно-монтажных работ по разборке и новому строительству верхнего строения эксплуатируемого здания Воткинской ГЭС составляет ориентировочно от 1,0 до 1,5 млрд руб. При этом сроки выполнения работ составляют от 2 до 3 лет.

Кроме того, во время реконструкции здания ГЭС будет снижена выдача электроэнергии, что приведёт к потере выручки от реализации за период реконструкции. Поэтому вариант единичной мощности агрегата 118 МВт исключён из дальнейшего рассмотрения.

Показатели коммерческой эффективности

Технико-экономическое сравнение вариантов разной мощности генераторов показало эффективность увеличения мощности агрегата до 115 МВт. Чистый дисконтированный доход составляет 470 млн руб., индекс доходности (5,0) — выше единицы, а внутренняя норма доходности (56,1%) — выше нормы дисконта 12,2 %. Показатели коммерческой эффективности представлены в табл. 4.

Таблица 4

Показатель	Значение показателя
Установленная мощность, МВт	1100 – 1150
Внутренняя норма доходности, %	56,1
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	470
Простой срок окупаемости, лет	4,9
Дисконтированный срок окупаемости, лет	6,5
Индекс доходности, отн. ед.	5,0

Основные параметры принятой гидротурбины

- Тип турбины ПЛЗ0/877-В-930.
- Диаметр рабочего колеса, м 9,3.
- Частота вращения, об/мин 68,2.
- Максимальная мощность турбины при напорах нетто, МВт:
 - максимальном 23 м 118,0;
 - расчётном 19 м 118,0;
 - минимальном 12,25 м 70,0.
- Максимальный расход турбины при расчётном напоре 19 м, м³/с не более 700.
- Высота отсасывания при максимальной мощности и напорах, м:
 - максимальном 23 м - 0,87;
 - расчётном 19 м - 4,0;
 - минимальном 12,25 м - 4,0.
- КПД турбины, %:
 - максимальный не менее 94,0;

- средневзвешенный не менее 93,6.

Основные параметры нового гидрогенератора

Гидрогенератор — вертикальный, зонтичного исполнения с одним направляющим подшипником, размещённым в масляной ванне в центральной части верхней крестовины.

• Мощность, кВА/кВт	127780/115000.
• Коэффициент мощности, cos φ	0,9.
• Частота вращения, об/мин:	
- номинальная	68,2;
- угонная	145.
• Напряжение, кВ	13,8.
• Маховой момент GD ² , тм ²	не менее 80000.
• Ток возбуждения номинальный, А	не более 2500.
• Напряжение возбуждения номинальное, В	не более 500.
• Кратность возбуждения:	
- по напряжению	2,5;
- по току	2.
• Коэффициент полезного действия, %	не менее 98,40.
• Масса ротора, т	не более 600.

Дополнительными аргументами в пользу увеличения установленной мощности Воткинской ГЭС являются:

- увеличение диапазона участия ГЭС в регулировании частоты и перетоков мощности при оказании системных услуг;
- повышение надёжности энергосистемы за счёт увеличения мобильного резерва при аварийном отключении крупных блоков генерации;
- более эффективное использование гидроресурсов при срезе пика паводка;
- обеспечение надёжности электроснабжения существующих и новых крупных потребителей в регионе расположения Воткинской ГЭС.

С докладом «**Технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта «Проектная документация комплексной замены гидроагрегатов Воткинской ГЭС»**» выступил **В.И. Виноградов** — главный инженер проекта ООО «ЭФ Инжиниринг». Ниже изложены основные положения доклада.

Воткинская ГЭС — средненапорная гидроэлектростанция руслового типа с установленной мощностью 1020 МВт и среднегодовой выработкой 2220 млн кВт·ч.

К основным задачам Воткинской ГЭС относятся:

- работа в пиковой части графика нагрузки;
- обеспечение высокооперативного резерва;
- регулирование водотока реки Кама для обеспечения судоходства и бесперебойной работы водозаборных сооружений.

Являясь важным узлом в объединённой энергосистеме Урала, Воткинская ГЭС связана с Пермской, Удмуртской, Кировской, Башкирской, Свердловской энергосистемами и участвует в автоматическом регулировании частоты и перетоков мощности по ЛЭП «Центр – Урал». Как станция с

суточным и частично сезонным регулированием ГЭС покрывает утренние и вечерние пиковые нагрузки в Уральской энергосистеме.

Возраст машин снижает уровень их надёжности, сокращает межремонтный период работы (до 5 лет), приводит к существенному увеличению простоев агрегатов в ремонтах (в 3 – 5 раз больше нормативной длительности капитального ремонта). Замена оборудования является решением проблемы повышения технического уровня гидроэлектростанции.

Необходимость реконструкции Воткинской ГЭС базируется на следующих предпосылках:

- основное оборудование выработало нормативный срок службы, равный 30 годам;
- замена оборудования является решением проблемы повышения технического уровня гидроэлектростанции;
- использование современных технических решений, новых конструкционных материалов обеспечит существенное повышение надёжности оборудования, увеличит мощность и КПД гидроагрегатов;
- в остове ротора генератора появляются трещины, выявленные при проведении дефектоскопии во время капитальных ремонтов.

Основные задачи при выборе новой турбины — получение наибольшей мощности и выработки электроэнергии в изменившихся режимах работы ГЭС, увеличение КПД, повышение экологической безопасности.

В связи с размывом русла реки в нижнем бьефе увеличился напор ГЭС.

Увеличение мощности агрегата возможно при замене на новое оборудование. При этом следует учитывать, что новая гидротурбина должна быть вписана в существующую проточную часть: спиральную камеру и отсасывающую трубу.

Описание проекта

Номинальные параметры гидротурбины и гидроагрегата представлены в табл. 5.

Основная площадка

Работы по комплексной реконструкции Воткинской ГЭС производятся в границах территории земельного участка, предназначенного для использования под эксплуатацию гидроузла на реке Кама.

В соответствии с кадастровым планом земельного участка № 59:12:0000000:0041 площадь территории Воткинской ГЭС составляет 1139395,02 м². Территория Воткинской ГЭС представляет собой пологий участок земли с перепадом высот до 7 м.

На территории Воткинской ГЭС находятся:

- здание административно-управленческого персонала;
- столярная мастерская;
- здание гаража;
- здание проходной;
- канализационные насосные №№ 1, 2.

Кроме того, на территории расположены ОРУ 500, 220 и 110 кВ с воздушными линиями электропередачи, по которым осуществляется выдача внешним потребителям вырабатываемой электроэнергии.

Таблица 5

Гидротурбина	
Тип турбины	ПЛ30/877-В-930
Диаметр рабочего колеса, м	9,3
Напор, м:	
- максимальный	23,00
- расчётный	19,00
- минимальный	12,25
Мощность при Нр, МВт	118,0
Частота вращения, об/мин:	
- номинальная	68,2
- разгонная	145,0
Расход при Нр, м ³ /с	700
Высота отсасывания, м	- 4,0
КПД турбины, %	94,0
Масса, т	1200,0
Гидрогенератор	
Тип генератора	СВ 1500/170-96
Мощность, МВА/МВт	128/115
Коэффициент мощности, cos φ	0,9
Маховый момент, мм ²	80000
Общая масса генератора, т	1140,0

Объём аудита

- Обследование проточной части гидроагрегатов.
- Техническая часть конкурсной документации для выбора поставщика гидрогенераторного оборудования.
- Технические требования на разработку, изготовление и поставку гидротурбинного оборудования.
- Технические требования на модернизацию системы автоматизированного управления гидроагрегатом.
- Проектная документация.
- Ценовая часть.

Выводы

1. Необходимость комплексной реконструкции Воткинской ГЭС обусловлена значительной наработкой оборудования, существенно

превышающей его парковый ресурс, и неоднократным продлением срока его эксплуатации. Существующее состояние оборудования приводит к появлению всё большего количества дефектов, сокращению межремонтных периодов и перепростоем оборудования в ремонте.

2. Технические решения, связанные с выбором оборудования для комплексной реконструкции Воткинской ГЭС, в значительной степени ограничены габаритными размерами строительной части машинного зала и статорной части гидротурбины. Предложенные технические решения полностью соответствуют современным требованиям в области надёжности и экологической безопасности объектов гидроэнергетики.

3. Характер имеющихся замечаний по разделам не препятствует ООО «ЭФ-Инжиниринг» в целом подтвердить предлагаемые ОАО «РусГидро» технические решения, оформленные в технических требованиях (ТТ) на оборудование для комплексной реконструкции Воткинской ГЭС.

4. График поэтапной реализации комплексной реконструкции станции представляется оптимальным с точки зрения организации закупочных процедур, изготовления поставки оборудования и производства строительно-монтажных работ.

5. Намерения ОАО «РусГидро» по проведению закупочных процедур и заключению договора на поставку оборудования всех гидроагрегатов для комплексной реконструкции одним лотом выглядят вполне обоснованными как с точки зрения его унификации, так и с точки зрения снижения издержек на эксплуатацию и ремонт оборудования.

6. Устранение замечаний по результатам технологического и ценового аудита не окажет негативного влияния на организацию закупочных процедур и реализацию проекта комплексной реконструкции Воткинской ГЭС в целом.

7. Анализ представленной сметной документации позволяет сделать вывод о её соответствии требованиям, предъявляемым к сметной документации. Наличие выявленных замечаний существенно не повлияет на изменение стоимости реализации инвестиционного проекта «Проектная документация комплексной замены гидроагрегатов Воткинской ГЭС».

Замечания должны быть учтены на следующих стадиях реализации инвестиционного проекта: разработка проектно-сметной документации, проведение закупочных процедур и заключение договоров на поставку оборудования, разработка технической документации для изготовления оборудования и др.

С экспертным заключением по отчёту, составленному ООО «ЭФ-Инжиниринг» (далее — Аудитор) в соответствии с договором от 15.07.2014 г. № 165-14 на оказание инжиниринговых услуг по проведению публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта по титулу «Проектная документация комплексной замены гидроагрегатов Воткинской ГЭС» (далее — Отчёт) выступил **Е.В. Скосарев** — начальник отдела гидромеханического оборудования ОАО «Институт Гидропроект» (далее — Эксперт). Ниже приведены основные положения указанного заключения, по которым Эксперт не согласен с мнением Аудитора.

1. Аудитор на с. 28 Отчёта отмечает: «Пункт 6.3.5 должен звучать так: «Средний и нижний подшипники цапф со стороны проточной части должны иметь уплотнительные элементы».

Предлагается изложить п. 6.3.5. следующим образом: «Средний вкладыш верхнего подшипника верхней цапфы направляющего аппарата (НА) и нижний вкладыш подшипника нижней цапфы НА должны иметь уплотнительные элементы. В специальных пазах верхнего и нижнего колец НА должны быть заложены уплотнительные элементы, препятствующие проникновению воды со стороны спиральной камеры при закрытом НА».

2. Аудитор в п. 6.5.5 Отчёта отмечает: «Конструкция рабочего колеса должна предусматривать наличие предупредительной сигнализации при возникновении нарушений в работе уплотнений для своевременного устранения дефекта. При осушенной проточной части дефектное уплотнение должно выявляться без разборки узла».

Необходимо указать, о каких конкретно уплотнениях идёт речь. Центральное уплотнение по штоку для безмасляного рабочего колеса (РК) (п. 6.5.7) без разборки не увидеть. Уплотнение фланца лопасти: у безмасляного РК протечки не из колеса, а, наоборот, — в колесо. Проблема попадания воды во втулку в варианте безмасляного РК рассматривается в п. 6.5.8. В п. 6.5.5 уточняются требования к контролю состояния уплотнений.

3. Аудитор в п. 6.6.2 отмечает: «Крепление верхнего фланца вала турбины к фланцу вала генератора должно осуществляться крепёжными элементами, надёжно передающими максимально возможное осевое усилие и крутящий момент, действующий на ротор агрегата. С корпусом рабочего колеса вал турбины должен соединяться развитым фланцем с помощью болтов и штифтов. *Конструкция ротора генератора предполагается без единого вала, есть промежуточный вал, который расположен между ступицей генератора и верхним фланцем вала турбины».*

В п. 6.6.2 определяются требования к степени надёжности крепёжных элементов, передающих крутящий момент от вала турбины к ротору генератора через промежуточный вал, крепящийся к втулке ротора генератора. В п. 6.6.2 достаточно добавить слово «*промежуточного*» после фразы «*крепление верхнего фланца вала турбины к фланцу...*».

4. Аудитор в п. 6.11.3 отмечает: «Масляные трубопроводы должны иметь соединение шип-паз, запорная арматура и маслопроводы должны быть из нержавеющей стали, *требование к изготовлению масляных трубопроводов из нержавеющей стали избыточное*».

Однако требование п. 6.11.3 по материалу масляных трубопроводов соответствует п. 12.5.1 СТО ОАО «РусГидро» 01.01.78-2012 г. «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования».

5. Аудитор на с. 34 отмечает, что в целом по вспомогательному оборудованию *отсутствует возможность объективно оценить технические решения и соответственно объём работ и величину затрат на проведение реконструкции*. Аудитор также отмечает, что представленные «*Технические требования на разработку, изготовление и поставку*

гидротурбинного оборудования» в части систем управления и регулирования отвечают требованиям нормативных документов и после внесения изменений и дополнений в содержание документов, снимающих замечания, изложенные в разделе 3 Заключения, может быть включено в состав конкурсной документации.

Однако в указанном разделе отсутствуют замечания к «Техническим требованиям на разработку, изготовление и поставку гидротурбинного оборудования...».

6. Эксперт не согласен с исключением п. 7.3, так как в этом пункте, равно как и в пунктах 7.4, 7.5, 7.6, 7.7, 7.8, определяются требования к границам параметров всех звеньев системы регулирования гидротурбины, перечисленных в п. 7.2.

7. В п.7.8.5 вычисление расхода по характеристике турбины не даёт истинного значения расхода, так как КПД турбины со временем меняется.

Необходимо дополнительно рассмотреть вариант подшипника турбины на масляной смазке как более надёжный и долговечный при эксплуатации.

Для генератора в технические требования необходимо включить применение изоляции класса Н.

В целом Экспертное заключение о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта по титулу «Проектная документация комплексной замены гидроагрегатов Воткинской ГЭС» можно считать положительным. Полностью Экспертное заключение направлено в ОАО «РусГидро» и ООО «ЭФ-Инжиниринг».

Экспертное заключение по отчёту по проведению публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта по титулу «Проектная документация комплексной замены гидроагрегатов Воткинской ГЭС», представленное **А.Н. Прокопенко** — заведующим отделом гидроэнергетики и гидроэнергетического оборудования ОАО «НПО ЦКТИ» и к.т.н. **И.П. Иванченко** — заместителем заведующего отделом гидроэнергетики и гидроэнергетического оборудования по научной работе ОАО «НПО ЦКТИ» зачитал учёный секретарь НП «НТС ЕЭС» к.т.н. **Я.Ш. Исамухамедов**. Ниже изложены основные положения указанного заключения.

На экспертизу представлен «Отчёт по договору от 15.07.2014 г. № 165-14 на оказание инжиниринговых услуг по проведению публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта по титулу «Проектная документация комплексной замены гидроагрегатов Воткинской ГЭС» (далее — Отчёт), составленный ООО «ЭФ-Инжиниринг» (далее — Аудитор). Документ содержит 96 страниц текста и включает технологический и ценовой аудит.

Раздел 2. Основания и предпосылки для реализации инвестиционного проекта

В данном разделе утверждается, что «основное оборудование полностью выработало нормативный срок службы, равный 30 годам. Возраст машин играет определяющую роль в снижении уровня их надёжности,

сокращает межремонтный период работы (до 5 лет), приводит к существенному увеличению простоев агрегатов в ремонтах (в 3 – 5 раз больше нормативной длительности капитального ремонта)».

Следует отметить, что определяющим фактором является не возраст машин, а время и характер эксплуатации в генераторном режиме. Подтверждением сказанному служит опыт эксплуатации гидротурбин по образованию трещин в корневых сечениях лопастей. Гидроагрегаты 1, 2, 9, 10 (машины первой группы) эксплуатировались на оптимальных по КПД режимах и имели в 1,5 раза бóльшую наработку, чем агрегаты 3 – 8 (вторая группа машин), которые использовались, в основном, на больших мощностях (в пиковой части графика энергопотребления). Образование трещин началось на лопастях агрегатов второй группы много раньше (через $60 \cdot 10^3$ часов), чем на лопастях турбин первой группы машин (через $100 \cdot 10^3$ часов). При этом интенсивность повреждения лопастей турбин 2-ой группы превышала в два раза интенсивность отказа лопастей 1-ой группы машин.

Таким образом, машины второй группы эксплуатировались в более тяжёлых условиях, и поэтому их надёжность ниже, чем агрегатов первой группы. Это необходимо учитывать при определении последовательности замены машин.

Поэтому постановка новых рабочих колёс с увеличенным числом лопастей должна приветствоваться, так как это приведёт к повышению надёжности работы оборудования. На всех турбинах Воткинской ГЭС в 1987 – 1992 гг. из-за массового трещинообразования лопастей была проведена их замена, хотя они не отработали даже свой нормативный срок службы (30 лет). Ресурс заменённых лопастей ещё не исчерпан, но можно уже сегодня говорить о том, что и эти лопасти близки к выработке своего ресурса. И связано это не с возрастом турбин, а с трещинообразованием лопастей, которое наблюдается и на заменённых лопастях. Увеличение числа лопастей новых турбин является обязательным условием замены турбин.

Пункт 2.2. Гидротурбина

В этом пункте утверждается, что «обследованные узлы гидротурбин имеют достаточный ресурс, чтобы проработать ещё 5 лет (межремонтный период). Во время капитальных и текущих ремонтов гидроагрегата производится восстановление и замена изношенных узлов и деталей гидроагрегата, что продлевает срок их службы».

Подтверждение Аудитором данного утверждения можно считать необоснованным. Гидроагрегаты имеют различное техническое состояние. Поэтому необходимо предусмотреть проведение работ по продлению срока эксплуатации машин с учётом их реального состояния в соответствии с СТО ОАО «РусГидро» 02.03.77-2011 «Гидроэлектростанции. Продление срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации. Нормы и требования».

Это же замечание относится и к *пункту 2.3. Гидрогенератор*. Здесь указывается, что генератор выработал свой нормативный срок службы. Необходимо отметить, что замена генератора диктуется не только его

неудовлетворительным состоянием, но и возможной необходимостью изменения частоты вращения ротора с новой турбиной для достижения наибольшего уровня КПД.

Раздел 3. Экспертно-инженерная оценка целесообразности технологических решений, принятых при разработке предпроектной документации

В конце этого раздела приводятся следующие выводы по п. 3.3.

1. Представленные к рассмотрению материалы в основном отвечают требованиям нормативных документов.

2. «Технические требования на разработку, изготовление и поставку гидротурбинного оборудования, №1944-19-2т.» после уточнения требуемой величины номинальной мощности турбины, внесения изменений в содержание документа, снимающих замечания, изложенные в экспертном заключении либо дополнительном обосновании новых параметров, могут быть включены в состав конкурсной документации.

3. Предложенная в проекте величина расчетного напора 19 м находится в рекомендуемом диапазоне. После уточнения в результате водно-энергетических и технико-экономических расчётов величины расчётного напора, она должна быть указана генеральным проектировщиком изготовителю с последующей возможной коррекцией по согласованию сторон.

Из п.п. 2 и 3 Заключения видно, что Аудитор не подтвердил ни величину номинальной мощности, ни величину расчётного напора, ограничившись только рекомендациями о необходимости дополнительного обоснования параметров и уточнения водноэнергетических и технико-экономических расчетов.

Указанные параметры должны быть заданы генеральным проектировщиком в технических требованиях на поставку оборудования. Учитывая, что они не подтверждены Аудитором, номинальная мощность и расчётный напор должны быть уточнены в дальнейшем.

В п. 3.2.2 дана экспертная оценка на технические требования к гидрогенератору. Здесь указывается, что «в результате как наиболее эффективный с точки зрения капиталовложений в установку дополнительной мощности и соответствующий задачам реконструкции принят вариант применения гидроагрегатов с установленной мощностью 115 МВт». Это утверждение входит в противоречие с п. 3.3 «Экспертного заключения по проектной документации по водно-энергетическим расчётам, энергетическим характеристикам оборудования Воткинской ГЭС», в котором говорится о необходимости уточнения требуемой величины номинальной мощности.

В технических требованиях на новую турбину задана минимальная мощность, при которой допускается эксплуатация машины, которая должна составлять не более 40 % максимальной мощности при соответствующем напоре. При номинальной мощности нового агрегата 115 МВт минимальная мощность составит 45 МВт, что на 5 МВт больше, чем минимальная мощность существующего агрегата. Это означает, что манёвренность нового

агрегата при минимальных мощностях будет хуже, чем существующего, поэтому рабочий диапазон новой турбины на малых нагрузках должен быть расширен.

Аудитором не проведен анализ по влиянию кавитации на энергетические характеристики. Так, при работе 1 – 3 агрегатов ГЭС уровень нижнего бьефа составит от минус 1,5 до минус 2,0 м. При таких значениях высоты отсасывания предлагаемая номинальная мощность турбины 118 МВт не может быть получена.

Выводы

1. Анализ представленных данных подтверждает заключение Аудитора о том, что требуется замена оборудования Воткинской ГЭС, прежде всего, для повышения надёжности работы лопастной системы рабочих колес.

2. Заданные в технических требованиях на поставку оборудования основные параметры — номинальная мощность, расчётный напор, максимальный и средневзвешенный КПД, высота отсасывания — должны быть уточнены генеральным проектировщиком и заданы заказчиком изготовителю оборудования для исполнения.

3. В целом можно согласиться с замечаниями Аудитора, указанными в сводной таблице замечаний (пункт 8 Отчёта).

В ходе дискуссии выступили д.т.н., профессор **В.В. Кудрявый** — научный руководитель Центра «Оптимизация управления в энергетике» НИУ «МЭИ», д.т.н. профессор **Б.К. Максимов** — зам. зав. кафедрой РЗиАЭ НИУ «МЭИ», **Р.М. Хазиахметов** — директор по технической политике и развитию ОАО «РусГидро», к.т.н. **Перминов Э.М.** — генеральный директор ЗАО НПО «НЕТРАЭЛ», технический директор корпорации «ЕЭЭК», **И.В. Сафаров** — технический директор ООО «ЭФ Инжиниринг».

Совместное заседание ОТМЕЧАЕТ:

1. Необходимость реализации инвестиционного проекта «Проектная документация комплексной замены гидроагрегатов Воткинской ГЭС», обусловленного низкой надёжностью лопастей существующих рабочих колес и наработкой оборудования, превышающей его парковый ресурс.

2. В результате публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта по титулу «Проектная документация комплексной замены гидроагрегатов Воткинской ГЭС», выполненного ООО «ЭФ-Инжиниринг», подтверждена полнота и достаточность представленной проектной документации, разработанной ОАО «Ленгидропроект», а также то, что предложенные технические решения соответствуют современным требованиям в области надёжности и экологической безопасности объектов гидроэнергетики.

3. Основные параметры — номинальная мощность, расчётный напор, максимальный и средневзвешенный КПД, высота отсасывания — должны быть уточнены генеральным проектировщиком и заданы заказчиком изготовителю оборудования для исполнения.

Заслушав доклады, выступления в дискуссии представителей заинтересованных организаций, замечания и предложения членов Советов и приглашенных специалистов, Совместное заседание

РЕШИЛО

1. Отметить важность и своевременность разработки инвестиционного проекта «Проектная документация комплексной замены гидроагрегатов Воткинской ГЭС».

2. Одобрить с учётом высказанных замечаний представленное ООО «ЭФ-Инжиниринг» положительное заключение технического и ценового аудита инвестиционного проекта «Проектная документация комплексной замены гидроагрегатов Воткинской ГЭС».

3. Рекомендовать ОАО «Ленгидропроект» учесть предложения и замечания, представленные ООО «ЭФ-Инжиниринг», ОАО «Институт Гидропроект» и ОАО «НПО ЦКТИ», на следующих стадиях реализации инвестиционного проекта «Техническое перевооружение с заменой гидроагрегатов Воткинской ГЭС»:

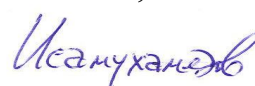
- разработка проектно-сметной документации;
- проведение закупочных процедур;
- заключение договоров на поставку оборудования;
- разработка технической документации для изготовления оборудования и др.

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



В.В. Молодюк

Учёный секретарь
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», к.т.н.



Я.Ш. Исамухамедов

Учёный секретарь Совета РАН по
проблемам надёжности и безопасности
больших систем энергетики,
заведующий отделением
ОАО «ЭНИН», д.т.н., профессор



В.А. Баринов