

| | |
|---|--|
| <p>Утверждаю: Председатель НТС ОАО «РусГидро» член-корр. РАН, профессор, д.т.н.</p>  | <p>Утверждаю: Председатель НП «НТС ЕЭС» член-корр. РАН, профессор, д.т.н.</p>  |
| М.П. Федоров | А.Ф. Дьяков |

ПРОТОКОЛ

совместного заседания Бюро НТС ОАО «РусГидро» и секции «Гидроэлектростанции и гидротехнические сооружения» НП «НТС ЕЭС».

23 ноября 2011 г.

№ 3/ 2011

г. Москва

Присутствовали:

Члены Бюро НТС ОАО «РусГидро» и члены секции НП «НТС ЕЭС»:

Асарин А.Е., Берлин В.В., Ваксова Е.И., Гладышева Т.Л., Жиркевич А.Н., Куприянов В.П., Лапин Г.Г., Лашёнов С.Я., Лунаци М.Э., Мгалобелов Ю.Б., Новоженин В.Д., Осипова Т.П., Паремуд С.П., Рассказов Л.Н., Семенков В.М., Семёнов И.В., Усачёв И.Н., Фёдоров М.П., Хазиахметов Р.М., Шайтанов В.Я.

Приглашенные:

Анисимов А.Д.

- генеральный директор ЗАО «Лидэсм»;
- главный инженер ООО «БалтГидроПроект»;
- ГИП ЗАО «Лидэсм»;
- ГИП ОАО «Ленгидропроект»;
- главный эксперт ОАО «РусГидро»;
- эксперт технического отдела ОАО «Институт Гидропроект»;

Аполлонов Ю.Е.

- консультант ЗАО «Инвестэнергострой»;
- директор по взаимодействию с органами власти ОАО

Березин В.А.

- «РусГидро»;
- вице-президент Ассоциация «Гидропроект»;

Васильев А.В.

- генеральный директор ЗАО «Инвестэнергострой»;

Глазков М.В.

- заместитель директора ООО БалтГидроПроект;

Гурьев А.П.

- ГИП ОСПР ОАО «Ленгидропроект»;

Егоров С.Я.

Живихина И.Б.

Золотов Л.А.

Кириллов Ю.И.

Королёв А.С.

Кузнецов Р.Я.

Левченко Д.К.

- специалист ОАО «Инженерный центр возобновляемой энергетики»;

Львовский В.А

- заместитель главного инженера ОАО «Ленгидропроект»;

Мусаев А.Ш.

- ГИП ОАО «Ленгидропроект»;

Орищук Р.Н.

- главный инженер ОАО «Южно-Якутский ГЭК»;

Петухов Ю.В.

- заместитель начальника департамента взаимодействия с органами власти ОАО «РусГидро»;

Полянский А.В.

- главный эксперт ОАО «РусГидро»;

Понкратьев П.А.

- начальник департамента ОАО «РусГидро»;

Попов Д.Б.

- первый заместитель генерального директора ОАО «Южно-Якутский ГЭК»;

Солдаткин А.Ю.

- ведущий специалист ОАО «Институт Энергосетьпроект»;

Соловьёв А.Н.

- заместитель генерального директора, первый заместитель главного инженера ОАО «Ленгидропроект»;

Суханов Г.Н.

- помощник директора департамента Мелиорации Минсельхоза России;

Токмаков Д.Ю.

- заместитель начальника СПСР, ТПиР филиала ОАО «РусГидро» Каскад Кубанских ГЭС;

Толстикова А.В.

- ведущий специалист ОАО «РусГидро»;

Угловский С.Б.

- генеральный директор ОАО «Южно-Якутский ГЭК»;

Фролов К.Е.

- заместитель генерального директора ОАО «УК ГидроОГК»;

Хечинашвили А.К.

- главный эксперт ОАО «РусГидро»;

Чаев Н.П.

- заместитель генерального директора ЗАО «Инвестэнергострой»;

Секретарь Бюро НТС ОАО «РусГидро» Гущин М.Ю.

Секретарь секции «Гидроэлектростанции и гидротехнические сооружения» НП «НТС ЕЭС» Осипова Т.П.

Повестка дня:

1. Рассмотрение результатов разработки, обоснования параметров и конструкций выбранных типов сооружений Канкунского гидроузла.

2. Рассмотрение предпроектных проработок по строительству Высокинской ГАЭС.

3. Рассмотрение программы развития малой энергетики (малых ГЭС) в Ставропольском крае.

По первому вопросу - рассмотрение результатов разработки, обоснования параметров и конструкций выбранных типов сооружений Канкунского гидроузла выступил главный инженер проекта Канкунской ГЭС **Васильев Александр Васильевич**.

Докладчик сообщил, что по итогам рассмотрений на НТС предыдущих этапов проектирования Канкунского гидроузла были одобрены следующие основные

параметры гидроузла:

НПУ = 596,00 м;

УМО = 566,00 м;

Нуст. = 1 000 МВт;

Нгар. = 470 МВт;

Эср.мног. = 4,80 млрд. кВт·ч;

Нр = 177 м.

Так же, на основании технико-экономического сравнения вариантов с бетонной плотиной были одобрены следующие параметры основных сооружений:

- Два строительных туннеля сечением 14,0x18,0 м.

- Компоновка станционного узла с четырьмя туннельными водоводами (по одному водоводу на каждый агрегат).

- Здание ГЭС на 4 агрегата с установленной мощностью по 250 МВт каждый.

В составе представленного четвёртого этапа разработки проектной документации были рассмотрены и решены следующие задачи:

1. Выбор диаметра турбинных водоводов.

2. Выбор основных параметров правобережного водосброса;

- выбор количества ступеней перепада;

- выбор ширины перепада правобережного водосброса;

- выбор конструкции входного оголовка;

- выбор параметров входного оголовка правобережного водосброса.

3. Выбор параметров водосбросных отверстий и водобойного колодца бетонной плотины.

- выбор местоположения отверстий в секциях;

4. Выбор типа водосбросной плотины;

- оценка стоимости и возможности частичной глубокой сработки водохранилища в эксплуатационный период, с устройством двух дополнительных отверстий на отметке 472,00 м.

5. Уточнение ФПУ и отметки гребня плотины с учетом пропуска РМФ.

6. Выбор типа здания ГЭС:

- выбор типа здания ГЭС;

- выбор заезда на монтажную площадку.

7. Выбор пускового комплекса:

- определение оптимального расположения постоянных и временных водоприемников;

- варианты расположения напорного водовода в теле плотины;

- выбор варианта размещения помещения гидроподъемников временного водоприемника;
- выбор количества агрегатов при работе на сменном колесе;
- выбор конструкции водоприемника при работе на штатном колесе.

8. Выбор площадки РУ.

9. Оптимизация параметров строительных туннелей.

По каждому из пунктов докладчиком были даны объяснения и приведён графический материал поясняющий подходы и методы решения представленных задач.

Так, при выборе оптимального размера турбинных водоводов были рассмотрены 4 варианта с диаметрами 5, 5,5, 6,0 и 6,5 метров. Каждый вариант представлял из себя 4 подземных деривационных туннеля круглого сечения с длинами вертикального и горизонтального участков 132 и 644 метра соответственно, с железобетонной обделкой по всей трассе и металлической облицовкой в местах поворотов.

В качестве сравниваемых показателей рассматривались выработка электроэнергии, объёмы и стоимость производства работ, результаты расчёта общественной и коммерческой эффективности.

На основании проведённых энерго-экономических расчетов проектной организацией был выбран оптимальный диаметр турбинного водовода - $D = 6.0$ м.

Далее докладчик остановился на выборе основных параметров правобережного водосброса, которые определялись в следующей последовательности:

1. Выбор количества ступеней перепада – 3; 4; 5 при 4 - х водосбросных отверстиях 16,0 x 6,3 м.

2. Выбор ширины перепада 70,0 м; 85,0 м; 100,0 м; 115,0 м при 4 - х водосбросных отверстиях 16,0 x 6,3 м.

3. Выбор конструкции входного оголовка - без забральной балки, с забральной балкой при 4 - х водосбросных отверстиях 16,0 x 6,3 м.

4. Выбор количества отверстий – 3; 4; 5 и их размеров, для выбранной конструкции входного оголовка водосброса.

При разработке конструкции водосброса учитывался опыт проектирования аналогичной конструкции водосброса Саяно-Шушенской ГЭС и результаты гидравлических исследований, выполненных ОАО «НИИЭС» для НПУ = 596,00 м и $Q_{0,1\%} = 3\ 500\ m^3/s$; ФПУ = 598,20 м и $Q_{0,01\%} = 3\ 950\ m^3/s$.

Выбор количества ступеней перепада основывался на определении объёмов и стоимости производства строительных работ, а также на результатах гидравлических исследований, выполненных в ОАО «НИИЭС». В результате, учитывая незначительную разницу в стоимости между вариантами с трех и четырехступенчатым перепадом, а также выявленное наличие неблагоприятных скоростных режимов и водоворотных областей при варианте с тремя ступенями и, руководствуясь опытом определения количества ступеней берегового водосброса СШГЭС, в качестве основного, **выбран вариант с четырехступенчатым перепадом**.

В дальнейшем, для выбранного варианта была определена ширина перепада. Рассмотрены варианты с шириной лотка 70,0, 85,0, 100,0, 115,0 м. Исходя из минимальной стоимости строительно-монтажных работ, выбран вариант ширины перепада 100 м с отметками гребня водослива:

- первой ступени 546,80 м при длине колодца = 125,0 м;
- второй ступени 496,80 м при длине колодца = 81,0 м;
- третьей ступени 446,80 м при длине колодца = 65,0 м;
- четвертой ступени 396,80 м при длине колодца = 65,0 м;
- длина рисбермы = 50,0 м.

При выборе конструкции входного оголовка водосброса с четырьмя водосбросными отверстиями размером 16,0 x 6,3 м и установкой сегментных затворов, были рассмотрены два варианта - без забральной балки и с забральной балкой. С учетом меньшей стоимости работ по главе 2 в ценах на 01.01.2000 г на 11 % проектной организацией принят вариант конструкции входного оголовка с забральной балкой.

Для выбранного входного оголовка рассмотрены варианты с разным количеством водосбросных отверстий - 3; 4; 5 и с различным соотношением их размеров (b x h) м. Исходя из меньшей стоимости и опыта эксплуатации схожих отверстий на Зейской ГЭС (12x6), Мамаканской ГЭС (12x6), был принят вариант с четырьмя отверстиями 14x6,9 м (bxh).

При выборе параметров водосбросных отверстий и водобойного колодца бетонной плотины были использованы следующие исходные данные и основные конструктивные решения:

1. Ранее одобренная НТС ОАО «РусГидро» конструкция водосбросной плотины с водобойным колодцем.
2. Сбросные расходы при НПУ = 596,00 м Q 0,01% = 8 800 м³/с, ФПУ = 598,20 м Q 0,01% = 9 140 м³/с.
3. Опыт эксплуатации водосбросных сооружений СШГЭС.
4. Гидравлические расчеты и выполненные исследования на гидравлической модели, ОАО «НИИЭС».
5. Назначенная, исходя из условия размещения строительных отверстий 2 яруса и обеспечения пропуска строительных рас ходов, при безопасной работе водосброса, минимальная ширина водобойного колодца - 120,0 м.
6. Неизменная, при рассмотрении вариантов (количества и размеров сечения), пропускная способность водосбросных отверстий при НПУ = 596,00 м.
7. Обеспечение пропуска расчетных паводков для всех вариантов при не работающем одном отверстии (количество отверстий > 6 шт в соответствие со СНиП 33-01-2003.)
8. Изменение ширины водобойного колодца в пределах от 120,0 до 185,0 м с шагом равным ширине секции плотины - 15,0 м.

9. Изменение количества водосбросных отверстий от 8 до 12 шт.
10. Исходя из условия размещения отверстия в габарите ширины секции - 15,0 м рассматривались отверстия размерами 5,0x7,0 м, 5,0x9,5м, 5,0x10,0 м, 6,0x10,0 м.

В результате расчётов для каждого варианта количества отверстий, были определены габариты водобойного колодца и отметки подпорных стен из условия обеспечения затопления гидравлического прыжка, толщина водобойной плиты, отметка порога водосбросных отверстий, размеры водосбросных отверстий, объемы работ и их стоимость.

По ходу доклада были продемонстрированы сводные результаты проведённых расчётов.

С учетом минимальной стоимости и рекомендаций ОАО «НИИЭС», в окончательном варианте были приняты десять водосбросных отверстий с оптимизированными размерами 5,0(b) x 7,2(h), с отметкой порога 544,0 м, длиной водобойного колодца L = 150,0 м и шириной водобойного колодца B = 150,0 м.

Далее докладчик сообщил, что для окончательного выбора типа водосбросной плотины, исходя из климатических условий, I класса сооружения и высоты плотины, рассмотрены и сопоставлены два варианта конструкций:

Вариант 1 – с эксплуатационным водосбросом с отметкой порога 544,00 м.

Вариант 2 – со строительно–эксплуатационным водосбросом с отметкой порога 472,00 м .

Поясняя предложенные решения, докладчик уточнил, что в случае варианта 2 напорный тракт водосбросных отверстий выполнен полностью в металлической облицовке, а ремонтный затвор и основной сегментный затвор размещены со стороны низовой грани плотины с устройством помещения гидроподъёмников и специального подъездного пандуса, ремонтный затвор размещается на верховой грани плотины. Кроме того, пропуск расходов в данном варианте осуществляется с отбросом потока в водобойный колодец.

Для обоих вариантов в расчётах было предусмотрено устройство теплозащитных мероприятий со стороны низовой грани плотины.

Все гидравлические расчеты и определение рассматриваемых размеров водобойных колодцев выполнены ОАО «НИИЭС».

На данном 4 этапе по результатам проведённых расчётов основных объёмов работ и стоимости, включая объемы работ по водобойному колодцу и подъездным дорогам, с учетом меньшей стоимости на 8.3 %, суровых климатических условий, сложности организации утепления с нижнего бьефа выходов отверстий, необходимой меньшей степени готовности водосброса к пуску первого агрегата, проектной организацией был принят вариант №1 водосброса с отметкой порога 544,00 м.

В докладе было заявлено, что уточнение основных параметров по выбранному варианту будет также выполнено ОАО «НИИЭС» на основании исследований водосброса на гидравлической модели в составе следующего этапа 5 разработки проектной документации.

В продолжение доклада были представлены расчёты проектной организации по возможности глубокой сработки водохранилища в эксплуатационный период. С этой целью в проекте были рассмотрены варианты устройства двух дополнительных глубинных водопропускных отверстий на отметке 472,0 размером 4,2 X 5,0 метров.

По итогам проведённых расчётов был сделан вывод, что выполнение еще двух отверстий для возможности частичной сработки водохранилища до отм. 472,0 м в эксплуатационный период, с учетом необходимости дополнительных затрат в сумме 374 млн. руб. по главе 2 - нецелесообразно.

Далее докладчик сообщил, что в ходе выполнения 4 этапа работы была выполнена оценка пропуска паводков в соответствии со стандартами зарубежных стран, на условие прохождения вероятного максимального паводка (PMF), рассчитываемого при сочетании самых неблагоприятных факторов - метеорологического и стокоформирующего. Расчет PMF был выполнен ООО «СНС – Лавалин Евразия» (Канада) для двух сценариев – весеннего и летнего.

Весенний сценарий – комбинация интенсивного снеготаяния и экстремальные весенные осадки в конце времени таяния снега;

Летний сценарий – наличие экстремальных дождей.

Результаты трансформации гидрографов PMF в весенний и летний периоды представлены в таблице:

| PMF в период весеннего половодья | | PMF в летний период | | | | |
|----------------------------------|--------|--|----------|--------|--|----------|
| ФПУ, м | | Максимальные расходы, м ^{3/с} | | ФПУ, м | Максимальные расходы, м ^{3/с} | |
| | | притока | сбросные | | притока | сбросные |
| Вариант 1 | 598,80 | 30 700 | 14 030 | 602,25 | 25 000 | 16 520 |
| Вариант 2 | 598,90 | | 13 040 | 603,10 | | 13 920 |
| Вариант 3 | 598,75 | 30 700 | 14 317 | 602,10 | 25 000 | 16 908 |
| Вариант 4 | 598,90 | | 13 552 | 602,95 | | 14 340 |

Расчеты по пропуску PMF выполнены ОАО «Ленгидропроект» с учетом ординат гидрографов максимальных паводков, построенных ООО «СНС – Лавалин Евразия» для четырех вариантов водосбросных сооружений:

Вариант 1 – водосбросная плотина в русле реки - 10 отверстий 4,2 x 5,0 м с отм. порога – 472,0 м и правобережный водосброс – 4 отверстия шириной 16,0 м с отм. порога 586,50 м.

Вариант 2 – водосбросная плотина в русле реки - 10 отверстий 4,2 x 5,0 м с отм. порога – 472,0 м и правобережный водосброс – 4 отверстия шириной 14,0 м с отм. порога 585,60 м, с забральной балкой.

Вариант 3 - водосбросная плотина в русле реки – 10 отверстий шириной 5,0x7,2 м с отм. порога 544,0 м и правобережный водосброс – 4 отверстия шириной 16,0 м с отм. порога 586,50 м.

Вариант 4 - водосбросная плотина в русле реки – 10 отверстий шириной 5,0x7,2 м с отм. порога 544,0 м и правобережный водосброс – 4 отверстия шириной 14,0 м с отм. порога 585,60 м, с забральной балкой.

Для каждого из рассмотренных вариантов была определена отметка гребня плотины, дополнительный объем бетона по напорному фронту относительно принятой в этапе 3 отметки гребня плотины 602,2 м, выполнен расчет с обеспечением необходимого нормативного коэффициента запаса устойчивости плотины 1,125 для сооружений I класса, при особом сочетании нагрузок. Для обеспечения пропуска расходов РМФ через водосбросные сооружения гидроузла был **принят вариант № 4**, имеющий минимальную стоимость дополнительных СМР с отметкой гребня плотины **603,00** м с округлением (max РМФ при ФПУ 602,95 м) и принятыми ранее параметрами водосбросов.

Водосбросная плотина – 10 отверстий 5,0 x 7,2; отметка порога 544.00

Береговой водосброс – 4 отверстия 14,0 x 6,9; отметка порога 585.60.

Касаясь выбора здания ГЭС **докладчик сообщил**, что в своей работе руководствовался решением НТС ОАО «РусГидро» (Протокол №1/2011 от 10.03.11 г.), в соответствии с которым в качестве основного варианта была одобрена компоновка гидроузла с береговым зданием ГЭС.

Вместе с тем, руководствуясь п. 4 указанного протокола, был дополнительно проработан вариант сооружения подземного здания ГЭС и сопоставление его с принятым вариантом. Вариант подземного здания ГЭС, расположенного на левом берегу по заданию ОАО «Ленгидропроект» был разработан ЗАО «КПИИ Гидроэнергопроект» с учетом опыта проектирования, строительства и эксплуатации построенных ранее подземных зданий ГЭС, включая возведенные в вечномерзлых скальных грунтах.

РУ 220 – 500 кВ принимались открытыми и расположены на одной площадке, по согласованному ЗАО «Энергопроект» местоположению, с учетом заходов ЛЭП 220 и 500 кВ для выдачи мощности.

С учетом меньшей стоимости (фактически в 2 раза), и проблемами выполнения в подземном варианте станционного узла требований по обеспечению 5 дополнительных раздельных выходов наружу в соответствии с Федеральным законом «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» №123-ФЗ от 22.07.2008 г, **принят вариант станционного узла с береговым зданием ГЭС.**

В продолжение заседания **докладчик остановился** на выборе пускового комплекса гидроузла.

Для обоснования целесообразности ввода агрегатов на пониженных напорах и выбора оптимальной конструкции водоприемника были рассмотрены несколько вариантов в 4 стадии:

1. Стадия I - (предварительная, до принятия решения 17.06.2011 г. НТС ОАО «РусГидро» об основном варианте с 4 – мя водоводами) – определение оптимального количества и местоположения постоянных и временных водоприемников для варианта с 2 и 4 туннельными водоводами (рассмотрено 9 вариантов с 2-мя туннельными водоводами и 6 вариантов с 4-мя туннельными водоводами).

2. Стадия II - (основная, после принятия решения НТС ОАО «РусГидро 17.06.2011 г. ») - определение, для принятого варианта с 4 – мя напорными туннельными водоводами, оптимального местоположения постоянного и временного водоприемника в секциях плотины (рассмотрено 14 вариантов). На данной основной стадии II, выбор оптимального варианта на 4 водовода осуществлялся по следующим условиям:

- из рассмотренных вариантов на стадии I выбран минимальный по стоимости;
- далее, для выбранного варианта, была определена оптимальная трасса подводящего канала и расположения водоводов в теле плотины;
- далее, для выбранного варианта, было определено оптимальное местоположение в секциях напорного фронта плотины.

3. Стадия III – уточнение конструкции выбранного варианта;

4. Стадия IV – оптимизация количества агрегатов (1 и 2 агрегата) вводимых на пониженных напорах со сменными и штатными рабочими колесами.

В процессе работы были рассмотрены различные конструкции постоянных и временных водоприёмников, водоводов, подводящих каналов, различные места их расположения. По итогам проведённых сравнений на Стадии II был выбран вариант (рабочий №4) с расположением постоянного и временного водоприёмников ГЭС в секциях 11-14 плотины с порогом постоянного водоприёмника на отметке 551,5 м и осью временного на отметке 475,25 м и вертикальным постоянным водоводом в теле плотины.

На Стадии III было произведено уточнение выбранного варианта.

На IV этапе была выполнена оптимизация пуска на пониженных напорах и произведён выбор количества агрегатов при работе на сменном колесе. Были рассмотрены варианты пусков одного или двух агрегатов в 2021 году. При рассмотрении учитывались приrostы объёмов и стоимости работ, прирост выработки электроэнергии, результаты расчета общественной и коммерческой эффективности.

По результатам выполненных водоэнергетических расчетов и с учетом показателей эффективности, в качестве основного варианта выбран пусковой комплекс с двумя сменными колёсами, с водоводами в секциях 11 – 14, с вынесенным за пределы профиля плотины временным водоприемником с отметкой порога – 472,25 м.

При выборе площадки размещения распределительного устройства (РУ) были рассмотрены несколько вариантов её расположения, включая расположение на пристаниционной площадке и на уровне близком к отметке гребня плотины.

На основании меньшей стоимости, выбран вариант расположения РУ на пристанционной площадке.

В завершающей части доклада докладчиком были представлены результаты оптимизации параметров строительных туннелей. На основании исследований, проведённых на гидравлической модели, были подтверждены, выбранные ранее и одобренные Бюро НТС РусГидро, размеры сечений строительных туннелей 14,0 x 18,0 м.

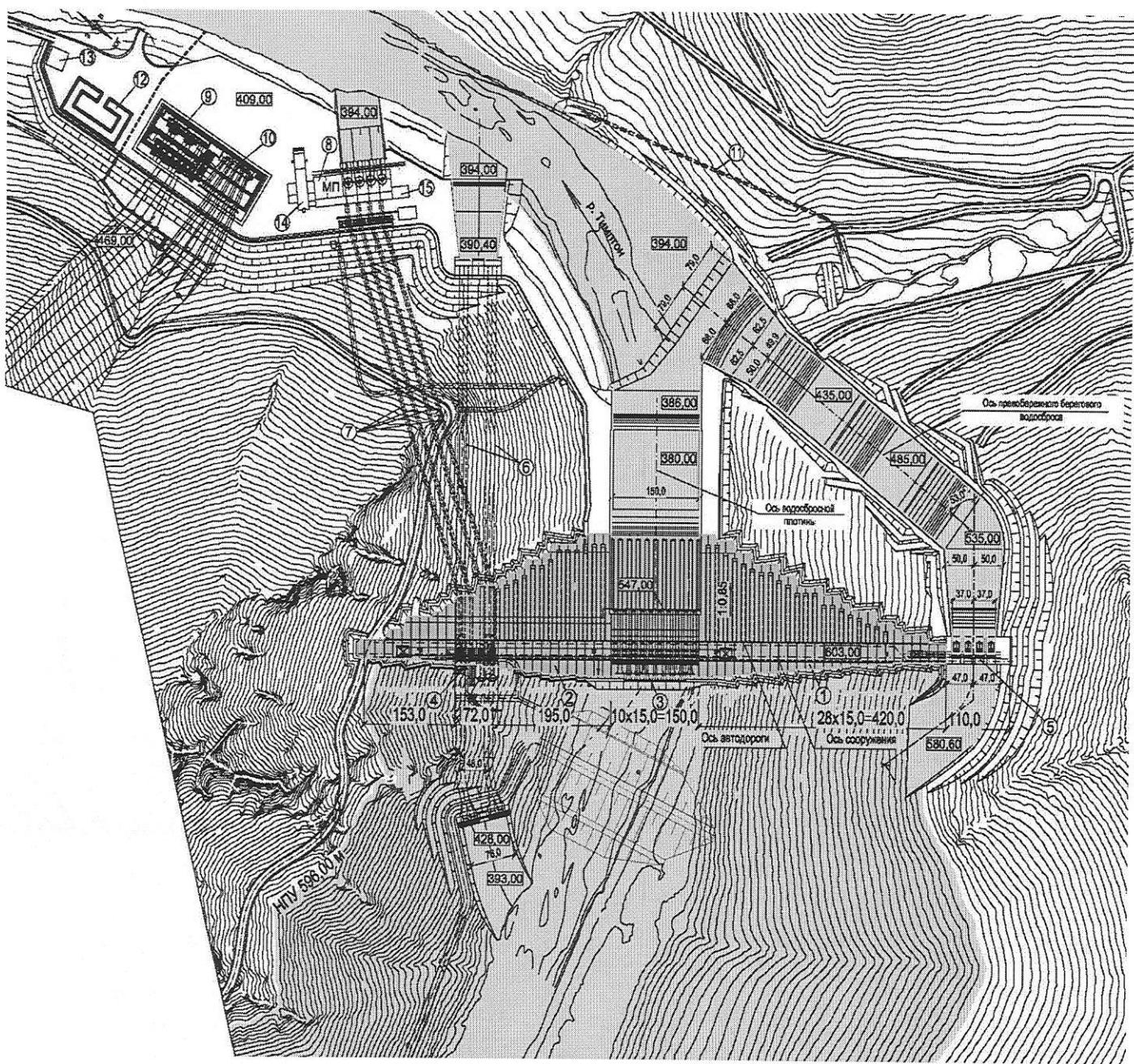
Кроме того, с учетом гидравлических исследований на модели и по результатам инженерных изысканий без изменения осей трассы туннелей, откорректированы:

- местоположение входного и выходного оголовка с учетом современного опыта проходки туннелей;
- уточнена толщина облицовки с 0,8 до 1,2 м;
- оптимизированы объемы работ и стоимость;
- выполнена оптимизация гидравлического режима в НБ за счет устройства носка – трамплина на отметке 396,0 м с целью уменьшения деформаций русла и недопущения размыва правого берега с образованием бара;
- выполнена оптимизация отметки порога входного оголовка с учетом благоприятных режимов перекрытия русла.

В заключительной части доклада была приведена сводная информация по результатам, полученным в ходе выполнения 4 этапа выполнения проектных работ.

| | |
|---------------------------------|--|
| Основные показатели гидроузла : | |
| НПУ – 596,0 м | 1 – Правобережная плотина |
| ФПУ – 598,2 м | 2 – Левобережная плотина |
| УМО – 566,0 м | 3 – Водосбросная плотина |
| Нуст. = 1000 МВт | 4 – Водоприемник ГЭС |
| Количество агрегатов – 4 шт. | 5 – Правобережный береговой водосброс |
| Эср. мног. – 4.862 млрд. кВт•ч | 6 – Строительные туннели |
| Нр – 177,0 м | 7 – Турбинные водоводы ГЭС |
| | 8 – Здание ГЭС |
| | 9 – Здание КРУЭ 500 кВ |
| | 10 – Здание КРУЭ 220 кВ |
| | 11 – Отвод р. Терпеливый |
| | 12 – Хозяйственный двор |
| | 13 – Пожарное депо |
| | 14 – СПК |
| | 15 – СМХ |

Принятая компоновка гидроузла



С содокладом по первому вопросу повестки дня выступил ГИП ОПСР Кузнецов Р.Я. В содокладе докладчик сообщил, что в ходе разработки четвёртого этапа проектной документации были разработаны ситуационная схема района основных работ, календарные графики строительства и календарные планы финансирования.

Все рассмотренные варианты однозначно предопределяют одинаковые: состав, объемы работ и сроки исполнения по таким объектам подготовительного и основного периода, как:

перевалочная база и вахтовый временный жилой поселок;

производственная база в районе основных работ (POP);

бетонные и обогатительные хозяйства 1, 2 и 3 очереди;

пионерная производственная база в POPe;

временный поселок строителей;

расходный склад BM на 240 т;

строительные тунNELи №1 и №2 для пропуска строительных расходов;

верховая и низовая перемычки;

автодорожный мост через р. Тимптон;

сооружения и сети инженерного обеспечения (электроснабжения и связи, водоснабжения и водоотведения);

все внутристроочные автодороги.

В соответствии с этими обстоятельствами объемы финансирования капвложений и СМР в первые четыре года строительства приняты в проекте практически одинаковыми и составляют по капвложениям – 643, 2 150, 12 500 и 16 500 млн. рублей, по СМР – 593, 1 760, 10 200 и 13 350 млн. рублей в ценах 2 квартала 2011 года.

Независимо от рассматриваемого варианта: учитывались следующие положения:

- начало строительства - апрель 1 года строительства;
- начало работ по основным сооружениям - апрель 2 года строительства;
- готовность автодорожного моста через р. Тимптон – сентябрь 3 года;
- перекрытие русла – 25 сентября 4 года строительства;
- затопление котлована бетонной плотины октябрь 7 года строительства;
- первоначальное наполнение водохранилища до отметки 504 м – весна 8 года;
- возведение плотины до проектных отметок – апрель 11 года строительства;
- наполнение водохранилища до отметки УМО осуществляется в 10 году строительства, до отметки НПУ – в 11 году строительства.

Календарные графики строительства были разработаны для трех рассмотренных вариантов:

Вариант 1 – пуски агрегатов №3 и №4 со сменными рабочими колесами с отверстиями водосбросной плотины на отметке 544,00 м, водоприемники ГЭС в секциях станционной плотины 11-14.

Вариант 2 – то же с отверстиями водосбросной плотины на отметке 472,00 м, водоприемники ГЭС в секциях станционной плотины 11-14.

Вариант 3 – пуски агрегатов №3 и №4 со штатными рабочими колесами с временными водозаборами на пониженных отметках, водоприемники ГЭС в секциях станционной плотины 6-9.

Календарные планы финансирования разработаны для вариантов пуска агрегатов на штатных и сменных рабочих колесах:

Вариант 1 – пуски агрегатов №3 и №4 на сменных рабочих колесах в 8 году строительства;

Вариант 2 – пуски агрегатов №3 и №4 на штатных рабочих колесах на пониженных напорах в 9 году строительства;

Вариант 3 – пуски всех агрегатов на штатных рабочих колесах и при готовых постоянных водоприемниках в 10 году строительства.

В результате технико-экономического сопоставления рассмотренных вариантов и энерго-экономических расчетов к дальнейшему проектированию докладчиком был рекомендован вариант пускового комплекса с 2-мя сменными рабочими колесами.

В продолжение заседания с докладом по итогам проведённой экспертизы проектных материалов по 4 этапу проектной документации Канкунской ГЭС выступил председатель экспертной комиссии Новоженин В.Д.

В начале доклада было отмечено, что экспертная комиссия считает возможным согласится с результатами проектных проработок на этапе 4 разработки проектной документации Канкунской ГЭС и сделанными выводами по конструкции берегового водосброса в полном объеме, обоснование диаметра деривационных туннелей ГЭС, конструкции водосбросной плотины, здания ГЭС, расчетного обоснования всех сооружений гидроузла, а также с предложенной организацией и технологией строительства.

Вместе с тем, выступающим были отмечены некоторые недостатки проектной работы, замечания к которым, изложенные в частных заключениях экспертов, необходимо дополнительно проработать на последующей стадии проектирования и при формировании заключительных материалов.

Так, согласившись с выводами проектировщиков по параметрам лотка водосброса, экспертиза считает необходимым провести перепроверку результатов гидравлических условий в русле реки в местах сопряжения сбросных потоков с водосливной плотиной и берегового водосброса и ниже по течению. Кроме того, вызывает сомнение величины скорости потока на рисберме водосброса с колебанием от 19,90 до 18,20 м/с, а также резкое увеличение объема бетона и стоимости строительства для водосброса шириной 115,0 м по сравнению с этими же данными для водосброса другой ширины.

Замечания экспертизы вызвал также недоучёт при выборе конструкции входного оголовка берегового водосброса эксплуатационных расходов, а также эксплуатационных требований, в том числе проблема борьбы с большим объемом приплывающего мусора, особенно в первые годы эксплуатации.

Экспертиза согласилась с выбором и обоснованием параметров водосбросной плотины, водобойного колодца, но с условием обязательного корректного модельного исследования сопряжения водобойных колодцев водосбросов с руслом реки.

Касательно выбора основных сооружений гидроузла с учетом пропуска максимального стока РМФ, экспертизой было отмечено, что методики оценки величины вероятного максимального паводка (РМФ) не имеют общепризнанного и достаточно практически обоснованного варианта. По разным методикам возможны существенные расхождения. Применительно к условиям Канкунской ГЭС экспертиза считает, что максимальный летний паводок может иметь большие значения, чем весеннее половодье, в отличие от значений, предложенных ООО «СНС – Лавалин Евразия» и учтённых при расчётах ОАО «Ленгидропроект». По мнению экспертизы, такое распределение максимальных расходов подтверждается и фактическими наблюдениями за динамикой режима стока. В этой связи экспертизой рекомендовано продолжить обоснование максимально возможных паводков с использованием методов детерминированно-стохастического моделирования.

При оценке выбора типа здания ГЭС экспертиза отметила, что выбор в проекте наземного здания (в проекте рассматривалось и подземное здание ГЭС) базируется на показателях стоимости и не учитывает опыта и затрат на эксплуатацию того и другого типа здания ГЭС в суровых климатических условиях. По мнению экспертизы, этот показатель может оказаться в процессе эксплуатации более существенным, чем менее 0,5% дополнительной стоимости строительства гидроузла. В связи с чем, экспертизой предложено вновь вернуться к выбору и обоснованию типа здания ГЭС.

По результатам экспертного рассмотрения пускового комплекса, экспертиза предложила согласиться с выводами проектной организации и рекомендовать **пусковой комплекс с двумя агрегатами со сменными колесами**.

Далее отмечалось, что проектной организацией был выполнен полный комплекс расчетного обоснования всех сооружений гидроузла, в т.ч. бетонной плотины, водоприемника ГЭС, строительных и эксплуатационных туннелей, здания ГЭС. Расчеты выполнены по действующим нормативным методикам с учетом всех факторов воздействия на сооружения. По результатам расчетов все запроектированные сооружения отвечают нормативным требованиям надежности.

По мнению председателя экспертной комиссии, основные принципы организации и технологии строительства гидроузла, изложенные в работе, корректно учитывают реальные условия строительства гидроузла и могут быть одобрены.

Касательно приведенных в работе данных по стоимости строительства было заявлено, что на данном этапе они являются сугубо предварительными, и нуждаются в полной переработке и обосновании.

В конце выступления председателем экспертной комиссии было озвучено особое мнение экспертной группы по проектируемому объекту.

Совместный протокол Бюро НТС ОАО «РусГидро» и секции НТС ЕЭС от 23.11.2011

В частности было сказано, что принимая во внимание определенную на этап 4 разработки проектной документации Канкунской ГЭС стоимость ее строительства порядка **250 млрд.руб.** можно сделать вывод об очень низкой экономической эффективности ее строительства при сравнительно низкой энергетической отдаче: установленная мощность 1000,0 МВт, средняя годовая выработка электроэнергии 4,8 млрд.кВт.ч, гарантированная мощность 470 МВт (при дефиците энергии, в основном, зимой). Удельные показатели при этом составят:

- установленная мощность 250 000 тыс.руб./кВт = **8300 дол/кВт**;
- установленный кВт.ч. – 52,0 руб./кВт.ч.= **1,74 дол/кВт.ч.**

Нет уверенности, что такой гидроузел будет иметь экономически приемлемую окупаемость.

Есть основание полагать, что реализация Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса, разработанного в 80-е годы прошлого века, была начата с наименее эффективного объекта. Указанная выше Схема, предусматривала в качестве первоочередного объекта строительство **Средне-Учурской ГЭС и Учурской ГЭС (контррегулятор) на р. Учур.**

Энергетические показатели этих ГЭС следующие:

| | Установленная мощность, МВт | Гарантированная мощность, МВт | Средняя годовая выработка млрд.кВт.ч |
|-----------------------|--------------------------------|-------------------------------------|--|
| - Средне Учурская ГЭС | 3300 | 1530 | 15,0 |
| -Учурская ГЭС | 480 | 220 | 2,2 |
| Итого: | 3780 | 1750 | 17,2 |

Сопоставление основного объема работ - монолитного бетона по Канкунской и Средне Учурской ГЭС следующие:

| | Канкунская ГЭС | Средне Учурская ГЭС |
|---|-------------------------|-------------------------|
| - общий объем бетона с плотиной с уширенными швами | 10,5 млн.м ³ | |
| - общий объем бетона с массивной гравитационной плотиной (Р ≈200 м) | | 12,2 млн.м ³ |

Это свидетельствует о том, что стоимости строительства этих гидроузлов будут примерно одинаковые при энергоотдаче Средне Учурской ГЭС более высокой: в 3,3 раза по установленной мощности, в 3,2 раза по гарантированной мощности и в 3,1 раза по выработке, чем у Канкунской ГЭС.

Принимая во внимание многократные преимущества Средне Учурской ГЭС, а также учитывая складывающиеся благоприятные перспективы развития данного региона России и возникающие в связи с этим потребности в электроэнергии, прежде

всего зимнего использования, а также увеличивающиеся импортные потребности электроэнергии Китая и Японии, считаем необходимым:

1. Обсудить на бюро НТС ОАО «РусГидро» вопрос о начале разработки проектной документации (или ее первого этапа) по Средне Учурской ГЭС.
2. Рекомендовать Руководству ОАО «РусГидро» начать разработку проектной документации по Средне Учурской ГЭС начиная с 2012 года.

По окончании докладов состоялось **обсуждение представленных материалов**.

В обсуждении приняли участие Директор по технической политике ОАО «РусГидро», Хазиахметов Р.М., президент Ассоциации «Гидропроект», д.т.н. Шайтанов В.Я., советник Председателя Правления ОАО «РусГидро», Лапин Г.Г., советник Председателя Правления ОАО «РусГидро», к.т.н. Лащенов С.Я., профессор МГСУ, д.т.н. Рассказов Л.Н., заместитель директора ЦГИ ОАО «НИИЭС», к.т.н. Куприянов В.П, заместитель начальника отдела ОВХиООС института Гидропроект Жиркевич А.Н., заместитель начальника отдела ОВХиООС института Гидропроект д.т.н. Асарин А.Е.

В связи с выводами экспертной комиссии о низкой эффективности строительства Канкунской ГЭС из-за ее высокой стоимости, при обсуждении было предложено продолжить поиск вариантов по удешевлению строительства. Д.т.н. Шайтанов В.Я. предложил, рассмотреть вариант с расположением бетонного хозяйства в непосредственной близости к строящимся сооружениям. Кроме того, он отметил, что следует пересмотреть структуру определения сметной стоимости гидроузла за счет прямого счета каждой главы.

Лащенов С.Я. напомнил, что в предыдущем решении НТС по 3-му этапу проекта Канкунской ГЭС, Ленгидропроекту было поручено рассмотреть дополнительно вариант плотины из местных материалов с негрунтовым противофильтрационным элементом с привлечением научных организаций. Представителем Ленгидропроекта, был дан ответ, что в рамках инновационной программы ОАО «РусГидро», Ленгидропроект совместно с МГСУ подготовили программу научно-исследовательских работ «Конструкции, материалы и технологии строительства гидроузлов для суровых климатических условий Севера, Сибири и Дальнего Востока», в которой будет рассмотрен весь комплекс вопросов по строительству грунтовой плотины для условий Канкунской ГЭС.

Большое внимание при обсуждении было уделено вопросу о пропускной способности сооружений ГЭС с учетом расходов РМФ. Рекомендации СНиП 33-01-2003 по его учету недостаточно четки, при этом методика оценки РМФ различна в разных странах, а в России вовсе не разработана. Считать ли расход РМФ расчетным или поверочным случаем? Учитывать ли его вообще для условий Канкунской ГЭС? При расчете пропускной способности гидроузла, учет РМФ (в зависимости от методики определения его величины) может существенно повысить отметку ФПУ и в результате - отметку плотины и стоимость гидроузла.

Поверочный расчет сооружений на пропуск РМФ в международной практике строительного проектирования выполняется только для особо ответственных сооружений, разрушение которых может привести к катастрофическим последствиям

(человеческие жертвы или крупный экономический ущерб), т.е. для сооружений, требующих полной безопасности при любом потенциальном паводке.

Асарин А.Е. и Жиркевич А.Н. считают, что для условий Канкунской ГЭС, где возможный ущерб при переливе через плотину ничтожен из-за не освоенности долины р. Тимптон, расчету на PMF следует предпочесть поверочный паводок с расходом и объёмом воды 0,01% вероятности превышения с гарантийной поправкой. Нужно более четко определить нормативные требования по учету PMF, тем более, что следствием этого требования может стать необходимость пересчета пропускной способности многих существующих, строящихся и проектируемых гидроэлектростанций. Жиркевич А.Н подчеркнул необходимость разработки методики расчета PMF для рек с различным генезисом половодий и паводков в различных природных зонах страны.

Рассказов Л.Н. обратил внимание на то, что в США на условия PMF пересчитаны сотни гидроузлов и на некоторых из действующих уже построены дополнительные водосбросы.

Асарин А.Е. - Расчет на PMF могут позволить себе только очень богатые страны.

На основании заслушанных докладов, представленных проектной организацией, экспертной комиссией и по итогам состоявшегося обсуждения Бюро НТС ОАО «РусГидро» и секция «Гидроэлектростанции и гидротехнические сооружения» НП «НТС ЕЭС» приняли решение:

1. Представленная к рассмотрению проектная документация разработана в соответствии с Заданием и действующими нормативными документами.
2. Для принятой компоновки сооружений гидроузла, одобрить представленные на рассмотрение конструктивные решения, принятые по результатам выполненного технико-экономического сопоставления, расчетного и водно-энергетического обоснования на Этапе 4, в т.ч.:

- правобережный береговой водосброс с 4-мя отверстиями с забральной балкой размерами 14,0x6,9 м, отметкой порога 585,60 м и четырехступенчатым перепадом шириной 100,0 м;

- водосбросная плотина в русле реки с 10-ю глубинными отверстиями с размерами 5,0x7,2 м, отметкой порога 544,00 м и водобойным колодцем шириной 150,0 м;

- береговое наземное здание ГЭС с четырьмя подводящими турбинными водоводами с диаметром по 6,0 м;

- пусковой комплекс с размещением водоприемника ГЭС в секциях 11 – 14 и пуском агрегатов 3, 4 со сменными колесами в первый год наполнения водохранилища;

- площадка размещения РУ (вариант 4).

3. На заключительных этапах проектирования:

- дополнительно рассмотреть и проанализировать замечания и предложения, изложенные в сводном и в частных заключениях членов экспертной комиссии;

- в рамках 5 этапа уточнить величины расходов воды вероятного максимального паводка (PMF) и обосновать методологически необходимость применения расчётных расходов воды, определённых по методике PMF для назначения размеров водосбросных сооружений и устойчивости плотины Канкунской ГЭС;

- выполнить сметное обоснование проектных и технологических решений по строительству гидроузла по единичным расценкам с учетом проекта организации строительства.

4. Рекомендовать ОАО «Южно-Якутский ГЭК» принять 4 Этап выполненных ОАО «Ленгидропроект» работ по договору на ПИР Канкунской ГЭС.

5. Учитывая Особое мнение экспертной комиссии, рекомендовать ОАО «Институт Гидропроект» вынести на обсуждение Бюро НТС ОАО «РусГидро» обоснование целесообразности начала проектных работ по Средне - Учурской ГЭС в составе Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса.

По второму вопросу повестки дня - **Рассмотрение предпроектных проработок по строительству Высокинской ГАЭС**, с докладом выступил Генеральный директор ЗАО «ЛИДЕСМ» Анисимов Александр Дмитриевич.

Докладчик сообщил, что работа по выбору площадки ГАЭС была выполнена ЗАО «Лидесм» по договору с ОАО «Ленгидропроект» в 2008 году и что выбранная площадка строительства у г. Приморска является ещё одной перспективной возможностью строительства ГАЭС, потребность в мощности которых, уже сейчас должна составлять 6000–8000 МВт. Кроме того, было отмечено, что строительство ГАЭС в районе г. Приморска координируется со строительством перспективной высоковольтной линии от ЛАЭС-2 (Сосновый Бор) до ПС 400/300/110 кВ «Выборгская».

Площадка предполагаемого строительства ГАЭС расположена на берегу Финского залива, в связи с чем, проектной организацией предложено использовать его акваторию в качестве нижнего бассейна, а в качестве верхнего бассейна ГАЭС использовать озеро Высокинское с площадью зеркала воды около 13 км². Озеро расположено в ледниковой ложбине длиной 5 км, шириной выше 1 км. Отметка существующей водной поверхности + 10,5 м над уровнем моря, максимальная глубина —15 м. Озеро не является источником питьевого водоснабжения и объектом рыболовства. С юго-западной стороны озеро отгорожено от Финского залива высокой скалисто-песчаной грядой шириной 700-800 метров и высотой от 30 до 40 метров.

Докладчиком были приведены следующие основные показатели низконапорной Высокинской ГАЭС:

| | |
|--|----------------------|
| Мощности в турбинном режиме [Мв] | 5x80 + 1x120=520 МВт |
| Мощность в режиме энергопотребления (насосный режим) | 620 МВт |
| Число обратимых агрегатов (насос-гидротурбина) | 5 + 1 = 6 г/агр. |

| | |
|---|-----------------------------------|
| Напор нетто в турбинном режиме: (сработка ~ 6,0 м) | |
| - максимальный | 20,0 м |
| - минимальный | 14,0 м |
| - расчетный (средний) | ~ 17,0 м |
| Напор нетто в насосном режиме [M]: - максимальный | 25,0 м |
| - средний | 21,3 м |
| Рабочая емкость озера Высокинского в режиме суточного регулирования: ($15,0 \times 10^6 \times 6,0$) м ³ | ~ 90×10^6 м ³ |
| Число часов работы: - в турбинном режиме | ~ 5,6 час |
| - в насосном режиме | ~ 9,3 час |
| - в режиме «синхронного компенсатора» | ~ 9,1 час |
| Выработка электроэнергии, в сутки | $2,9 \times 10^6$ кВтч |
| Потребление электроэнергии, в сутки | $3,7 \times 10^6$ кВтч |
| Годовая выработка электроэнергии | $0,9 \times 10^9$ кВтч |
| Годовое потребление электроэнергии | $1,1 \times 10^9$ кВтч |
| КПД гидравлического аккумулирования энергии | ~ 80,0 – 83,0 % |

Для увеличения напора ГАЭС в проектных материалах предложено повышение отметки зеркала воды в озере до отметки +20-25 м, (возможно и до 35 метров), над уровнем моря путем использования берегового рельефа и строительства земляной, местами бетонной, дамбы вокруг озера с соответствующими изменениями турбинной мощности до 1000 МВт и с установкой 8 агрегатов по 125 МВт с рабочим колесом 9,5 метра.

В продолжении доклада были приведены проектные предложения по передовым технологиям возведения сооружения, по применению новых типов основного оборудования и по его монтажу.

Были озвучены следующие рекомендации по технологическим решениям и организации строительства ГАЭС:

1. Применение реверсивного шахтного водоприемника-водовыпуска для каждого из 6-ти обратимых гидроагрегатов.
2. Устройство напорных, наклонных туннелей в скальном грунте D = 10,0 м – 5 туннелей и D – 12,0 м – 1 туннель.
3. Устройство горизонтальных пешеходных туннелей диаметром 2,0 м с герметическими дверями в скальном грунте между гидроагрегатными блоками на отметке – 43,0 м.

4. Возвведение станционного узла с 6-ю обратимыми вертикальными гидроагрегатами.
5. Устройство внешней монтажной площадки (ВМП) с помещениями для укрупнительной сборки основных узлов гидроагрегатов, с железобетонной транспортной эстакадой, соединяющей монтажную площадку со станционным узлом через перегрузочный узел.
6. Применение при строительстве поворотные мачты 3-х полярных кабель-кранов грузоподъёмностью 25 тс каждый.

Срок строительства ГАЭС – 5 лет был определен, исходя из продолжительности строительства объектов и оказания услуг, (включая сроки поставки оборудования), находящиеся на критическом пути технологического цикла. Вместе с тем, по заявлению докладчика, время до пуска ГАЭС возможно сократить на 1,5 – 2,0 года, выделив из общего объема объекты первого пускового комплекса (2 обратимых гидроагрегата № 5 и № 6).

В продолжении заседания с докладом по экспертному рассмотрению представленных материалов выступил эксперт Семенков В.М.

В представленном докладе экспертом была отмечена недостаточная обоснованность выбранной площадки для строительства ГАЭС, в которой не показана её конкурентоспособность с другими перспективными площадками ГАЭС в северо-западном и центральном регионах России.

Кроме того, по мнению эксперта в представленных материалах имеет место занижение стоимости НВГАЭС, а также завышение технических показателей, в связи с чем, при дальнейшей проработке, следует ожидать увеличение удельных капиталовложений на кВтч выработки низконапорной Высокинской ГАЭС.

При этом экспертом было отмечено, что проектные показатели выработки электроэнергии НВГАЭС не могут быть реализованы при принятой мощности 520 МВт. Для реализации заявленных показателей выработки НВГАЭС необходимо, например, минимально увеличить с 5 до 8 число обратимых гидроагрегатов мощностью по 80 МВт.

Предлагаемое в проекте время «зарядки» ГАЭС - 9,3 часа превосходит величину ночного провала графика электрической нагрузки европейской территории России (не более 7 часов). Для сравнения, время зарядки ЗагАЭС 3,5 – 4 часа. Проектная продолжительность работы НВГАЭС в режиме генерации 5,6 часа. ЗагАЭС-2 – 3,5 часа, что эффективнее для покрытия пиков графика нагрузки.

Экспертом отмечено, что особенностью НВГАЭС является пониженный в 5,9 раза расчётный напор при равной выработке электроэнергии по сравнению со средненапорной ЗагАЭС-2. Такое соотношение при реализации на практике потребует пропорционального увеличения расходов воды и росту в связи с этим объёмов бассейнов, турбинного расхода, пропускной способности и размеров водоводов, габаритов и весов технологического оборудования. Ожидаемое увеличение расходов воды будет сравнимо с расходами Ангары в створе Богучанской ГЭС. Кроме того, низкие напоры требуют внимательного отношения к условиям образования гидравлических потерь в водоводах и сооружениях и к мероприятиям максимально их снижающие. Например, равные абсолютные потери напора приведут к падению мощности на НВГАЭС в 5,9 раза больше, чем на средненапорной ГАЭС.

Учитывая сказанное, экспертом был сделан вывод, что в представленных материалах не доказана потенциальная техническая эффективность НВГАЭС для условий низконапорных ГАЭС. В проекте также не представлены материалы об особенностях работы оборудования и сооружений в солёной воде Финского залива.

Кроме технических проблем экспертом был отмечен и ряд экологических аспектов, которые не нашли отражения в представленных на рассмотрение материалах. Отмечалось, отсутствие геологических и гидрологических исследований района площадки строительства

Экспертом также было показано отсутствие необходимости использования озера, как верхнего бассейна ГАЭС в виду того, что отметка сработки бассейна на 4 метра превышает существующую отметку зеркала озера. Таким образом, ёмкость существующего озера для нужд НВГАЭС не используется.

В конце выступления экспертом были сделаны критические замечания по техническим решениям касающиеся типов предлагаемых сооружений и оборудования и озвучены следующие основные замечания:

- Отсутствие доказательного энергетического обоснования площадки и необходимости строительства НВГАЭС, анализа рынка потребности в маневренных мощностях и условий использования энергии и мощности;
- Занижение стоимости элементов и НВГАЭС в целом;
- Завышение технических показателей;
- Не доказана эффективность и конкурентоспособность. Нет сравнения НВГАЭС и альтернативной средненапорной ГАЭС, типовой в России;
- Отсутствие предложений по предотвращению экологических рисков и по охране окружающей среды с оценкой влияния на социальную сферу;
- Отсутствие инженерно-геологических и ледовых условий;
- Отсутствие оценки влияния качества воды на работу оборудования и сооружений;

В состоявшемся после докладов обсуждении приняли участие директор по технической политике ОАО «РусГидро» Хазиахметов Р.М., советник Председателя Правления к.т.н. Лашенов С.Я., советник Заместителя Председателя Правления ОАО «РусГидро», Лапин Г.Г., директор по технической политике ОАО «Институт Гидропроект», к.т.н. Новоженин В.Д., начальник отдела ОЭиПЭ ОАО «Институт Гидропроект» Ваксова Е.И., начальник Департамента венчурных проектов и проектов развития ОАО «РусГидро» к.т.н. Лунаци М.Э.

В обсуждении отмечалось, что представленные материалы по степени проработки не соответствуют какой-либо определенной стадии проектирования для принятия решения о возможности строительства. Данные проектные проработки не содержат необходимых согласований ни с администрацией района, ни с населением, ни с Министерством обороны, которому принадлежит завод, расположенный вблизи территории строительства. Отсутствует подтверждение энергосистемы, что мощность Высокинской ГАЭС будет востребована. Не проведено сопоставление с другими возможными площадками для ГАЭС, такими как Ленинградская ГАЭС, которая обеспечит покрытие дефицита маневренных мощностей на достаточно длительную перспективу. На более отдаленный период предполагается строительство Карельской

ГАЭС, по которой уже разработано ТЭО.

Предложенная схема использования озера Высокинское может иметь массу негативных последствий для экологии района строительства, таких , например, как засоление озера и ещё большее заболачивание прилегающей территории.

При этом по отдельным разделам сделаны излишне детальные проработки, вызывающие (при отсутствии решений и согласований по основным проблемам) лишь дополнительные вопросы.

Все выступавшие отметили, что в мировой практике проектирования и строительства ГАЭС станции с напором менее 80-100 м считаются мало эффективными. Было подвергнуто сомнению возможность работы ГАЭС в течение суток 9 часов в режиме заряда. Ночной провал графика нагрузки не позволит работать более 6-7 часов в сутки. КПД цикла гидроаккумулирования в размере 80-83% представляется существенно завышенным.

По результатам заслушанных докладов и состоявшегося обсуждения **Бюро НТС ОАО «РусГидро» и секция «Гидроэлектростанции и гидротехнические сооружения» НП «НТС ЕЭС»** приняли решение:

1. Ввиду наличия других, более перспективных площадок для строительства ГАЭС в Северо-Западном регионе и осуществления ОАО «РусГидро» работ по строительству Ленинградской ГАЭС выполнение дальнейших работ по Высокинской ГАЭС за счёт средств РусГидро не рекомендовать.
2. Рекомендовать авторам проекта дополнительно изучить возможность строительства Высокинской ГАЭС с точки зрения удовлетворения требованиям к размещению объекта со стороны местных властных и природоохранных органов, а также с учётом требований прочих хозяйствующих субъектов на данной территории.
3. Секретарю НТС усилить контроль за качеством материалов, представляемых на рассмотрение НТС Компании и за соответием её нормативным требованиям НТС.

По третьему пункту повестки заседания - Рассмотрение программы развития малой энергетики (малых ГЭС) в Ставропольском крае выступил Главный инженер ООО «Балтгидропроект» Аполлонов Ю.Е.

Докладчиком были представлены общие данные по развитию энергетики в Ставропольском крае и в частности, по сооружениям гидроэнергетического комплекса. Даны характеристики действующих ГЭС Куршавского и Барсучковского каскадов.

В продолжении доклада докладчиком были представлены результаты проектных материалов по определению местоположения 14 перспективных створов малых ГЭС, даны их краткое описание извучены технические показатели. Суммарная мощность этих ГЭС может составить 50-53 МВт, а среднемноголетняя выработка электроэнергии порядка 480 млн. кВт. ч.

При этом было отмечено:

1. Круглогодичный режим работы обеспечен на ГЭС;

Совместный протокол Бюро НТС ОАО «РусГидро» и секции НТС ЕЭС от 23.11.2011

«Покойненский перепад» на р.Кума - N=1,2МВт, W=9,3 млн. кВт.ч.

Покойненской плотине – N=1,5 МВт, W=7,7 млн. кВт.ч

ГЭС на р.Егорлык (перепад №2) N=3,5 МВт, W=10 млн. кВт.ч

ГЭС на р.Малка – N=3,4 МВт, W=17,1 млн. кВт.ч

ГЭС на р.Кума ст. Бекешевская – N=1 МВт, W=7,7 млн. кВт.ч

2. Сооружение малых ГЭС, расположенных на сбросах «Просянский», «Левопаднинский» и «Горько-Балковский», несмотря на их сезонный режим работы, оправдано, но при условии обеспечения их водой в необходимом количестве.

3. В качестве первоочередного мероприятия рекомендуется произвести строительство сбросного канала от перепада ниже выравнивающего водохранилища ГЭС-4 на реке Барсучки-2 для переброски части стока порядка 26 м³/с в Невинномысский канал. Это позволит пропустить эти 26 м³/с через действующие Свистухинскую, Сенгилеевскую, Егорлыкскую и Новотроицкую ГЭС и увеличить выработку электроэнергии на 210 млн.кВт.ч.

4. В качестве первоочередных створов ГЭС можно рекомендовать:

1. Покойнинский перепад – W=9,3 млн.кВт.ч
2. ГЭС на р. Егорлык (перепад №2) – W=10 млн.кВт.ч
3. ГЭС на р. Малка – W=17 млн.кВт.ч

5. Как показывают расчеты экономической эффективности, строительство МГЭС на сбросах и перепадах экономически выгодно.

В докладе были приведены необходимые данные по вводам и объёмам финансирования проектных и строительных работ.

С экспертным заключением по представленной программе выступил эксперт **Новоженин В.Д.** В своём выступлении он признал корректным и обоснованным сделанный авторами работы выбор мест строительства малых ГЭС.

Однако экспертом была озвучена проблема, суть которой заключается в том, что вся водохозяйственная сеть Ставропольского края создавалась 40-50 лет назад в старых условиях хозяйствования. В современных условиях, когда существующая сеть ирригационных каналов края носит трансграничный характер, перед принятием решения о создании ГЭС необходимо получить согласование другого, граничного субъекта федерации, а также прочих ныне хозяйствующих субъектов с целью гарантированного поступления водного стока.

Без серьёзного и критического анализа этой проблемы компетентными органами края, получение серьёзных результатов в повышении энергоотдачи от действующих водных систем может оказаться бесперспективным.

В состоявшемся обсуждении участвовали Директор по технической политике ОАО «РусГидро» к.т.н. Хазиахметов Р.М., Советник Председателя Правления к.т.н. Лашенов С.Я., начальник Департамента возобновляемых источников энергии ОАО «РусГидро» П.А. Понкратьев., директор по технической политике ОАО «Институт Гидропроект» к.т.н. Новоженин В.Д., начальник Департамента венчурных проектов и проектов развития ОАО «РусГидро» Лунаци М.Э., д.т.н. Асарин А.Е., к.т.н. Семенков В.М.

Одним из основных моментов при обсуждении Схемы, явился вопрос о не согласованности действий двух департаментов РусГидро. Рассмотрение схемы развития малых ГЭС в Ставропольском крае на НТС инициировано Департаментом возобновляемых источников энергии. В то же время, по заказу Департамента венчурных проектов и проектов развития в настоящее время Институтом ГидроПроект разрабатывается комплексная схема по оценке гидроэнергоресурсов Северного Кавказского округа, частью которого является Ставропольский край.

Начальник Департамента возобновляемых источников П.А. Понкратьев подтвердил, что их задачей является получить полноценную НИР с доказательством, что гидроэнергоресурсы в Ставропольском крае имеются. Рассматриваемая же схема разработана в 2006 году, и основывается на проектных величинах расходов воды в ирригационных системах и водотоках Ставропольского края без учета их фактического состояния. Необходим комплексный анализ сложившейся ситуации на основе всестороннего изучения перспектив развития экономики края на заданную перспективу.

Участники обсуждения согласились, что данную работу нужно учесть при разработке комплексной программы по Северному Кавказу и размещению Малых ГЭС и что главной проблемой использования водотоков Ставропольского края для строительства Малых ГЭС является их принадлежность разным республикам, что может сильно осложнить их использование.

По результатам состоявшегося обсуждения Бюро НТС ОАО «РусГидро» и секция «Гидроэлектростанции и гидротехнические сооружения» НП «НТС ЕЭС» приняли решение:

1. Согласиться с достаточной степенью изученности малых рек и обоснованностью результатов (выводов) НИР «Программа развития малых ГЭС в Ставропольском крае» (ЗАО «Гидроэнергопром», 2006) для предпроектного планирования инвестиционной деятельности, ранжирования перспективности створов для гидроэнергетического использования/строительства малых ГЭС.

2. Согласиться с предварительной оценкой перспективности рассматриваемых створов и их предпроектным ранжированием, прогнозной оценкой необходимых инвестиций, сроками их осуществления и ввода установленной мощности.

Предварительно, до выполнения проектной документации, одобрить соответствующую программу пилотных проектов развития малой гидроэнергетики Ставропольского края.

3. Рекомендовать ОАО «РусГидро»:

- рассмотреть в качестве пилотных проектов сооружение малых ГЭС на перебросе из Большого Ставропольского канала в Невиномысский канал: Барсучковская МГЭС, МГЭС на Покойненской плотине р. Кума, Сенгилеевская на Невинномысском канале, Егорлыкская-3, Ставропольская (Марьинская) на р. Малка.

- выполнить дальнейшее изучение гидроэнергетического потенциала Ставропольского края в 2011-2012 годы в составе проекта «Разработка и научное обоснование схемы использования гидроэнергетического потенциала малых рек, а

также гидротехнических сооружений незнергетического назначения, программы развития малой гидроэнергетики Северо-Кавказского, Приволжского, Северо-Западного и Сибирского федеральных округов»;

- до завершения НИР использовать для предпроектного обоснования инвестиций материалы работы «Программа развития малых ГЭС в Ставропольском крае» (ЗАО «Гидроэнергопром», 2006);

- выполнить проектную документацию по теме «Развитие малой гидроэнергетики на территории Ставропольского края», включающую обоснование указанных выше пилотных проектов малых ГЭС.

4. Поддержать предложения о включении проектов малых ГЭС Ставропольского края в проекты федеральной целевой программы «Развитие водохозяйственного комплекса Российской Федерации в 2012-2020 годах» и Государственной программы «Развитие Северо-Кавказского федерального округа на период 2012-2020 годов и перспективу до 2025 года».

Ответственный секретарь Бюро НТС
ОАО «РусГидро»

 М.Ю. Гущин

Председатель секции
«Гидроэлектростанции и
гидротехнические сооружения» НП
«НТС ЕЭС»

 С.Я. Лашёнов

Заместитель председателя
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС»

д.т.н. проф.  В.В. Молодюк

Секретарь секции
«Гидроэлектростанции и
гидротехнические сооружения» НП
«НТС ЕЭС»

 Т.П. Осипова

Учёный секретарь
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС»

к.т.н.  Я.И. Исамухамедов