

Три станции: новые проблемы гидроакустики и их решения

Ю. И. Лобановский

Ум человеческий ограничен – только глупость беспредельна, математика и нужна уму ограниченному как подспорье для правильных умозаключений.

А. Н. Крылов

Краткое содержание

Рассмотрены потери полного давления в напорных водоводах и деривационных туннелях гидроэлектростанций и уточнен способ определения коэффициентов уравнений, описывающих колебания воды в их напорных системах. Проанализирована общая структура этих уравнений и построены процедуры их решения для случаев, когда подпорные участки гидравлических систем станции близки или превышают по длине их напорные участки. Проведены оценки гидроакустической устойчивости двух плотинно-деривационных ГЭС – Яли (Вьетнам) и Ирганайской (Россия) и одной плотинной – Тери (Индия).

Ключевые слова: Саяно-Шушенская ГЭС – Яли – Тери – Ирганайская ГЭС – потери напора – длинные водоводы – особые точки – турбина – автоколебания – устойчивость – гидроакустический резонанс – собственная частота колебаний – вихревая частота – критерий возбуждения

Таблица символов

L – длина
D – диаметр
v – скорость
p – давление
 ρ – плотность
g – ускорение свободного падения
h – напор
W – мощность
Q – объемный расход
 η – коэффициент полезного действия
 ξ – критерий оптимальности выбора турбины
 λ – коэффициент сопротивления трубы
 ν – коэффициент кинематической вязкости
n – средняя относительная шероховатость
 ν – частота колебаний
N – номер моды колебаний
m – параметр кратности
 κ, χ – безразмерные коэффициенты в системе уравнений, описывающих колебания
 θ – добротность колебательного контура
 σ – индекс устойчивости
Re – число Рейнольдса
 Δ – средняя абсолютная шероховатость, символ разности

Индексы

0 – полный
e – собственный
p – возбуждающий
r – роторный
t – турбинный
v – вихревой

I. Введение

В статье журнала «Гидротехническое строительство», в которой описывалось возбуждение катастрофических автоколебаний в водоводах гидроэлектростанций [1], были приведены 2 списка плотинных ГЭС (существующих и строящихся), которые входят в зону гидроакустического риска. Это означает: основные технические характеристики станций таковы, что в их водоводах потенциально возможно возникновение этого опасного явления. Та статья завершилась призывом к заинтересованным лицам и организациям о предоставлении технической информации, необходимой для расчетов гидроакустической устойчивости этих станций. Спустя немного времени после опубликования этой статьи такая информация о вьетнамской ГЭС Яли из списка существующих станций и об индийской ГЭС Тери из списка строящихся была получена. Кроме того, поступили данные еще об одной потенциально интересной с

гидроакустической точки зрения гидроэлектростанции – Ирганайской ГЭС. Результаты оценки устойчивости этих трех станций и представлены в данной статье.

Следует отметить полноту полученной информации, а также ее точность. Конечно, всегда хочется иметь больше того, что имеется. Поэтому, кроме технических характеристик гидроагрегатов и водоводов станций было бы очень интересно получить также и данные о частотах прецессии затурбинного вихря и перепадах полного давления на турбине в зависимости от расхода воды хотя бы для уже действующих станций, чтобы сопоставить эти параметры с данными, полученными во время натурных испытаний на Саяно-Шушенской ГЭС (СШ ГЭС). Однако и без этого, как видится автору, по всем трем станциям получены интересные результаты, качественно уточняющие представления о рассматриваемых явлениях.

Из полученной точной информации выяснилось, что ГЭС Яли не должна была входить в список плотинных станций из статьи [1], так как она является плотинно-деривационной. Однако эта ошибка, вызванная крайней недостаточностью информации о станции у автора весной этого года, оказалась поистине счастливой. Она в итоге привела к анализу гидроакустической устойчивости ГЭС с совершенно необычными водоводами, о возможности существования которых автор ранее даже и не догадывался. У этой гидроэлектростанции за отсасывающими трубами существуют отводящие туннели, длина которых превышает длину напорных водоводов. Несложно догадаться, что подобная геометрия гидравлической системы должна количественно влиять на ее гидроакустические характеристики, однако то, что изменения в этом случае могут быть и качественными – заранее предсказать было, по-видимому, невозможно.

II. Потери напора в туннелях и водоводах ГЭС и коэффициент полезного действия гидротурбин

Как ГЭС Яли, так и Ирганайская ГЭС – это плотинно-деривационные станции, а ГЭС Тери, хоть и является плотинной, имеет очень длинные водоводы. В связи с этим возникает вопрос об учете потерь напора воды в водоводах и сопоставлении с его потерями, или, точнее говоря, отбором полного давления потока на турбинах. В работе [2] для ГЭС со сравнительно короткими водоводами относительные величины этого параметра увязывались с коэффициентом полезного действия турбины. И это правильно, так как полное давление, то есть давление заторможенного потока, как следует из интеграла Бернулли, является просто формой представления энергии потока на единицу массы воды. Однако в основном из-за трения о стенки каналов, а также вследствие некоторых других факторов в водоводах сложной формы, полная энергия воды в них не сохраняется, а частично рассеивается, что особенно заметно в длинных туннелях и водоводах. Это может привести к заметному различию между номинальным напором, то есть разностью между высотами верхнего и нижнего бьефов станции, и реальным напором, при котором в действительности работают ее турбины. Так как в данных о гидроэлектростанциях до сих пор прямо не говорилось, какой напор имеется в действительности в виду, в этом вопросе следует разобраться прежде, чем приступать к расчету гидроакустических характеристик ГЭС с длинными деривационными туннелями и/или напорными водоводами.

Известны потери напора на гидроэлектростанции с чрезвычайно длинным подводящим туннелем – Ингури ГЭС: при высоте плотины 272 м и номинальном напоре 400 м проектный напор на ее турбинах составляет 325 м при длине туннеля 14 км [3, 4]. Автор здесь не будет касаться смысла увеличения напора на Ингури ГЭС, примерно, с 250 м до 400 м за счет циклопического сооружения, приводящего к тому же к потере не менее половины того, что, казалось бы, было приобретено. Характеристики этой станции используются только для верификации расчетов потерь напора в водоводах за счет трения.

Оценим потери напора Δh вследствие трения на стенках в деривационном туннеле Ингури ГЭС. Как известно, эти потери в трубе постоянного сечения вычисляются по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta h = \frac{\Delta p_0}{\rho g} = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g}, \quad (1)$$

где Δp_0 – потери полного давления, ρ – плотность жидкости, g – ускорение свободного падения, L – длина трубы, D – ее диаметр (для трубы круглого сечения), v – скорость потока, λ – коэффициент сопротивления трубы [5]. В различных условиях коэффициент λ вычисляется по-разному. Для водоводов ГЭС определяющую роль играют шероховатости на их стенках (здесь обычно реализуется так называемый второй предельный режим течения), и в соответствии с известной формулой, аппроксимирующей результаты опытов Никурадзе, коэффициент сопротивления λ в этом случае равен [5]:

$$\lambda = \frac{1}{(1.74 - 2 \lg n)^2} \quad (2)$$

Условие применимости формулы (2) следующее:

$$n = \frac{2\Delta}{D} > \frac{390}{\text{Re} \sqrt{0.0032 + 0.221 \text{Re}^{-0.237}}},$$

где n – средняя относительная шероховатость стенки, Δ – средняя абсолютная шероховатость, Re – число Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{vD}{\nu},$$

ν – коэффициент кинематической вязкости воды, который в рассматриваемых условиях примерно равен $1.5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Проектная средняя относительная шероховатость стенок деривационного туннеля Ингури ГЭС $n = 0.0012$ (см. [3], где упущен один 0 после десятичной точки). Тогда потери напора из-за трения Δh в ее деривационном туннеле составят 52.5 м. Утверждается [3], что в реальности средняя шероховатость стенок в 1.5 раза больше, тогда $\Delta h = 58$ м. С учетом местных потерь напора на входе в туннель, на ответвлении от туннеля водоводов и, возможно, еще на каких-то отклонениях поперечного сечения туннеля от постоянного значения и/или препятствиях, согласование между оценками потерь на трение по формулам (1), (2) и имеющимися данными можно оценить как вполне удовлетворительное.

Вычислим теперь потери напора в туннелях и напорных водоводов трех рассматриваемых гидроэлектростанций, а также Саяно-Шушенской (СШ) ГЭС, из-за трения и местных гидравлических сопротивлений (см. [6, 7]) для того, чтобы оценить разницу между номинальными и реальными напорами на турбинах для этих станций. В таблице 1 приведены основные характеристики их гидроагрегатов на рабочем режиме: h – расчетный (номинальный) напор, W – электрическая мощность гидроагрегата, Q – объемный расход воды, v_r – частота вращения ротора (рабочего колеса), D – его диаметр, ξ – параметр оптимальности (приведенной скорости ротора) (см. [2]), η – коэффициент полезного действия, вычисленный по мощности W , расходу Q и напору h с учетом потерь в электрогенераторе (см. [2]), $\Delta\eta$ – поправки к коэффициенту η вследствие потерь напора в водоводе, η_t – коэффициент полезного действия, вычисленный по реальному напору на турбине. Информация по СШ ГЭС, представленная в таблице 1 в столбцах 2 – 5, взята из работы [2], а по ГЭС Яли, Тери и Ирганайской получена из источника [8].

Таблица 1

ГЭС	h (м)	W (МВт)	Q (м ³ /с)	v _r (Гц)	D (м)	ξ	η	Δη	η _t
СШ	194	640	358.5	2.38	6.77	42	0.952	0.012	0.964
Яли	190	183.3	104.5	4.17	3.60	41	0.960	0.005	0.965
Тери	188	250	146	3.57	4.10	42	0.952	0.018	0.970
Ирганайская	168	200	135	3.57	4.00	43	0.922	0.028	0.950

Величины параметра оптимальности (приведенной скорости) ξ у всех четырех станций очень близки, что указывает на высокую степень подобия их турбин. Характерное число Рейнольдса для турбин у всех трех новых ГЭС в 2 раза ниже, чем у турбин СШ ГЭС, однако такое относительно малое различие этого параметра подобия не должно заметно повлиять на точность выполнения соотношений подобия при их применении к рассматриваемым агрегатам (см. [2]).

Коэффициенты полезного действия гидроагрегатов η («брутто-коэффициенты») у первых трех станций из таблицы 1 различаются незначительно, в то время как у Ирганайской ГЭС он ниже на 3 – 4 %. Оценки для деривационных туннелей ГЭС Яли и Ирганайской ГЭС по формулам (1) – (2) при относительной шероховатости бетонных стенок $n \approx 1.2 \cdot 10^{-3}$ и стальных $n \approx 10^{-5}$ (см. [6]) приводят к потерям напора в этих туннелях в 15.5 м и 23 м соответственно. Включение этих потерь в брутто-коэффициенты полезного действия турбин плотинно-деривационных станций привело бы к снижению этих коэффициентов на 7.5 % и 12 %, что совершенно не соответствует имеющимся их значениям. Отсюда следует, что в «брутто-напорах» таких ГЭС (восьмой столбец таблицы 1) из номинальных напоров вычитаются потери в деривационных туннелях. Поэтому эти напоры для таких станций в отличие от плотинных ГЭС не совпадают с номинальными, но также, как будет видно из дальнейшего, не равны и реальным напорам, при которых действуют их гидротурбины.

Оценки потерь напора в самих напорных водоводах, и, соответственно, приобретенный «нетто-коэффициент» полезного действия гидротурбин $\Delta\eta$ показаны в предпоследнем столбце таблицы 1. Учитывались как потери напора вследствие трения, так и из-за местных сопротивлений (входа, плавных и резких поворотов водоводов, разветвлений, сужений и расширений, см. [6]), для чего использовались чертежи водоводов из источника [8]. Вследствие наибольшей сложности геометрии водоводов Ирганайской ГЭС потери напора в них являются наибольшими, что приводит к «подтягиванию» нетто-коэффициента полезного действия ее гидротурбин η_t к показателям остальных станций, см. предпоследний столбец таблицы 1). Однако различие эффективности в 1.5 – 2 % все же остается.

Из имеющихся данных нельзя однозначно заключить вызвано ли это неполным учетом потерь в водоводах Ирганайской ГЭС (например, потерь на гидрозатворах), или тем, что ее турбины действительно имеют более низкий коэффициент полезного действия, чем у других станций. При этом следует отметить, что параметр оптимальности турбин ξ практически такой же, как и у турбин остальных рассматриваемых станций, а напор на 20 – 26 м меньше. При снижении напора величина параметра ξ оптимальной турбины должна расти. Следовательно, степень оптимальности турбины этой станции ниже, чем у трех других, и, поэтому, можно полагать, что ее коэффициент полезного действия все-таки действительно несколько меньше. Поэтому, вероятно, что на указанное различие влияют обе названные выше причины.

Для оценки влияния возможных изменений коэффициента полезного действия турбин Ирганайской ГЭС на гидроакустические характеристики расчеты были проведены при двух значениях коэффициента: $\eta_t = 0.965$ и $\eta_t = 0.950$. Малые отклонения этого параметра достаточно слабо влияют на гидроакустическую устойчивость ГЭС, особенно если нет резонансного совпадения частот возбуждения и собственных частот колебаний. Поэтому для остальных трех ГЭС с учетом возможных погрешностей оценок было принято, что $\eta_t = 0.965$.

Один из двух безразмерных коэффициентов системы нелинейных уравнений, описывающей колебания в водоводах гидроэлектростанций, ранее был определен следующим образом:

$$\kappa = 1 - \frac{\Delta p_0}{p_0},$$

где p_0 и Δp_0 – полное давление потока перед турбиной и отбор полного давления на турбине соответственно [2]. Из всего вышесказанного следует, что эквивалентное определение параметра κ таково:

$$\kappa = 1 - \eta_t$$

Таким образом, значения параметра κ в номинальной рабочей точке гидроагрегатов, необходимые для оценки гидроакустической устойчивости напорных систем рассматриваемых гидроэлектростанций, могут быть получены из данных, приведенных в таблице 1. С учетом возможных погрешностей для СШ ГЭС и для ГЭС Яли и Тери было принято, что в рабочей точке $\kappa = 0.035$. Эта величина совпадает с ранее использованным в гидроакустических расчетах значением параметра κ для СШ ГЭС (см. [2]). Из-за того, что гидроагрегаты ГЭС Тери создавались, по крайней мере, лет на 10 позже, чем агрегаты ГЭС Яли, и, тем более, СШ ГЭС, вследствие прогресса в численных расчетах гидродинамики турбин, возможно, что гидротурбины ГЭС Тери действительно являются несколько более эффективными, чем турбины других сравниваемых станций (тогда для них следовало бы считать, что $\kappa = 0.030$). В связи с этим можно отметить, что эффективность вновь изготавливаемых гидроагрегатов СШ ГЭС на 0.8 % больше, чем у старых [9]. Однако, возможная погрешность определения коэффициента κ на величину порядка 1 % обычно не имеет сколько-нибудь существенного значения, что будет продемонстрировано далее в этой работе на примере Ирганайской ГЭС.

Но на резонансном режиме даже такие отклонения эффективности турбины и, соответственно, параметра κ , могут иметь некоторое влияние на устойчивость системы. Именно этот случай имеет место быть при замене гидроагрегатов СШ ГЭС. Как показывают оценки, увеличение эффективности ее новых гидроагрегатов по сравнению со старыми, уже продемонстрировавшими в комплексе с напорной системой свою гидроакустическую неустойчивость, приведет к еще большей их неустойчивости [10].

III. Основные черты гидравлических систем трех рассматриваемых станций

Опираясь на данные из источника [8], опишем теперь основные черты гидравлических систем рассматриваемых станций. Два деривационных туннеля ГЭС Яли длиной 3798 м и 3785 м заканчиваются двумя уравнительными резервуарами, от которых к турбинам идут четыре турбинных водовода, длиной от 223.2 м до 235.8 м. Так как уравнительные резервуары разрывают непрерывность каналов от турбины вверх по потоку, длины напорных участков контура, в которых турбинами или затурбинным вихрями могут возбуждаться гидроакустические автоколебания, равны длинам этих турбинных водоводов. За отсасывающими трубами расположены отводящие туннели, далее еще и объединенные попарно. В итоге, полная длина четырех отводящих воду от турбин каналов изменяется от 275.5 м до 281.8 м. Таким образом, длины подпорных участков гидроакустических контуров (в качестве которых ранее всегда выступали только сравнительно короткие отсасывающие трубы) здесь превышают длины их напорных участков. К каким последствиям это приводит, будет рассмотрено далее.

ГЭС Тери является плотинной станцией. Однако с гидроакустической точки зрения она оказалась довольно схожей с ГЭС Яли: два подводящих напорных туннеля разветвляются на четыре турбинных водовода. Полные длины напорных частей гидроакустического контура изменяются от 1000 м до 1123 м. От отсасывающих труб, как и на Яли, идут отводящие туннели, также объединенные затем попарно. При этом длины отводящих каналов находятся в пределах от 897.5 м до 789 м. В данном случае, хотя длины подпорных частей гидроакустических контуров и меньше длин напорных частей, однако их различие невелико.

Свои совершенно оригинальные черты имеет и гидравлическая система Ирганайской ГЭС. Деривационный туннель длиной 5213 м после выхода на поверхность земли, оформленного в виде портала, и небольшого уменьшения в диаметре (от 7.5 м до 7 м) далее называется турбинным водоводом. После разветвления на две части и соответствующего уменьшения диаметров ветвей водовода, на них установлены гидравлические затворы. Затем водоводы спускаются вниз по склону и подходят к турбинам. Полная длина каждого из определенных указанным выше способом напорных водоводов составляет 289 м. Так как здание машинного зала стоит прямо на берегу реки Аварское Койсу, подпорная часть контура представлена только отсасывающими трубами длиной 29.6 м.

Как и на других деривационных гидроэлектростанциях, на Ирганайской ГЭС имеется подземный уравнительный резервуар. Однако, в отличие от всех ранее рассмотренных случаев, напорный тракт не проходит прямо сквозь него, а проложен снизу от резервуара, и соединен с ним вертикальной шахтой высотой 37.5 м. Ось шахты находится на расстоянии 4988 м от входа в деривационный туннель и в 514 м от турбин. При этом диаметр вертикальной шахты равен 5.2 м при диаметре деривационного туннеля 7.5 м. «В месте примыкания шахты к деривационному туннелю установлена металлическая диафрагма, создающая дополнительное гидравлическое сопротивление при колебаниях воды; центральное отверстие диафрагмы имеет диаметр 2.5 м» [8]. Таким образом, в принципе можно рассматривать 3 длины напорной части гидроакустического контура Ирганайской ГЭС: вверх по потоку от турбины до вертикальной шахты (514 м), то же вместе с длиной этой шахты (551.5 м), и от турбины до входа в деривационный туннель со стороны водохранилища (5502 м). Выбор между этими «гидроакустическими длинами» будет сделан в разделе статьи, посвященном анализу характеристик автоколебаний в водоводах этой станции.

IV. Особенности гидравлических систем с близкими по длине напорными и подпорными участками

До сих пор гидравлические системы ранее рассмотренных станций характеризовались тем, что длина их подпорных участков (отсасывающих труб) составляла не более четверти от общей длины системы (Чиркейская ГЭС, гидроагрегаты с длинными отсасывающими трубами, см. [2]). Для этого случая был построен итерационный метод решения нелинейной системы уравнений, описывающей акустические колебания в водоводах (см. [2]). Однако попытки применения этого метода решения к напорным системам ГЭС Яли и Тери первоначально к успеху не привели – итерационные процессы оказывались неустойчивыми и к решению не сходились.

Поэтому было проведено общее исследование свойств решений этой системы уравнений, подробно описывать результаты которого в этой статье не представляется целесообразным. Здесь вкратце будут изложены только основные его результаты, практически важные для решения задач, поставленных в этой работе. Они сводятся к следующим семи положениям:

1. На шестимерном множестве параметров, определяющих решение указанной нелинейной системы уравнений, существует бесконечное число особых двумерных подмножеств, в окрестности которых колебательное решение не реализуется.

2. При приближении к этим подмножествам некоторые параметры резко растут, и, поэтому, любые итерационные методы здесь оказываются расходящимися (радиус сходимости решений системы уравнений стремится к 0).
3. В то время как собственная частота v_e и коэффициент затухания/возрастания колебаний δ зависят от пяти континуальных (непрерывно изменяющихся) параметров, частоты v_s , соответствующие этим особым подмножествам, определяются только двумя континуальными параметрами (скоростью звука c и длиной напорной части гидроакустического контура L_1).
4. Из пункта 3 и свойств системы уравнений выводится, что частоты v_s вычисляются следующим образом:

$$v_s = \frac{c}{2L_1} \left(N - \frac{m}{2} \right),$$

где $m = 1, \dots, 2N - 1$, причем берутся только нечетные значения m . Таким образом, если скорость звука c и длина напорной части гидроакустической системы L_1 фиксированы, то размерность рассматриваемого особого подмножества становится равной 0. Поэтому для простоты терминологии эти особые подмножества далее называются особыми точками.

5. На первой моде, если $L_2 < L_1$ («слева» от особой точки), то собственная частота колебаний больше, чем частота в особой точке на этой моде ($v_e > v_s$), если $L_2 > L_1$ («справа» от нее), то $v_e < v_s$.
6. При стремлении длины подпорного участка гидроакустической системы к длине его напорного участка в пропорции $L_2 \rightarrow mL_1/(2N - 1)$ и $L_2 \rightarrow (2N - 1)L_1/m$ радиус сходимости решений системы уравнений в окрестности этих точек на высших модах стремится к 0. На первой моде это происходит при $L_2 \rightarrow L_1$. Соотношения больше-меньше между собственными частотами v_e и частотами особой точки v_s на высших модах при этом такие же, как на первой моде (см. положение 5).
7. Размер области не существования колебательного решения в окрестности особой точки для различных наборов параметров различен. Например, при $k = 1$ (турбина в водоводе отсутствует) особые точки, как таковые, исчезают, и колебательные решения возможны на всем множестве параметров; при $k = 0$ (турбина полностью отбирает всю энергию у потока) колебательные решения не существуют нигде.

На основе проведенного анализа, существовавшая ранее итерационная процедура решения нелинейной системы уравнений слева от особой точки при $v_e > v_s$ (см. [2]) была дополнена итерационной процедурой решения справа от особой точки при $v_e < v_s$. Кроме того, для максимального приближения к особой точке был построен метод расчета «почти без итераций», а также процедура расчета на основе метода градиентного спуска, полностью исключающая всякие итерации. Она позволяет определять границы области не существования колебательного решения у рассматриваемых нелинейных уравнений.

Результаты данного исследования были использованы при гидроакустических расчетах ГЭС, рассмотренных в данной статье, и анализе их устойчивости.

V. Гидроакустические характеристики ГЭС Яли

Вкратце рассмотрим основные показатели гидроакустической устойчивости трех станций, и первой среди них будет ГЭС Яли. Из всех возможных гидроакустических режимов далее будут описаны только те, которые не являются явно устойчивыми.

Частота вращения роторов турбин ГЭС Яли составляет 4.17 Гц, что в 1.75 раза больше, чем у турбин СШ ГЭС. Поэтому из соотношений подобия [2] следует, что номинальные частоты прецессии затурбинного вихря для агрегатов станции составляют 0.788 Гц в зоне А их расходной характеристики (в области не рекомендованной работы) и 2.50 Гц в зоне А' (в области работы, которая является запрещенной для агрегатов СШ ГЭС). Эти частоты и есть частоты возбуждения. В соответствии с применяемой теорией неустойчивыми гидроакустическими режимами могут быть те, частоты возбуждения которых близки или кратны частотам собственных колебаний напорных систем ГЭС Яли.

Длины всех четырех водоводов этой станции несколько различаются, соответственно различаются и их собственные частоты. Для определенности были рассмотрены самый короткий и самый длинный водоводы. Предварительный анализ показал, что гидроакустические проблемы потенциально возможны в зоне А на первой моде собственных колебаний v_e и на удвоенной вихревой частоте $v_p = 2v_v$, а также в зоне А' на второй моде колебаний, см. таблицу 2. В ней h – напор, L_1 и L_2 – длины напорной и подпорной частей системы, N – номер моды, k и χ_1 – коэффициенты в системе уравнений, описывающих колебания, θ – добротность напорной системы, σ – индекс ее гидроакустической устойчивости (см. [2], [11]).

Таблица 2

h (м)	L ₁ (м)	L ₂ (м)	κ	N	v _c (Гц)	θ	χ ₁	v _p (Гц)	σ
190	223.2	275.5	0.070	1	1.483	21.0	0.316	1.58	2.1 ± 2.1
209.3						19.1	0.337		1.9 ± 1.9
190	235.8	281.8			1.407	20.0	0.403		3.85 ± 3.85
209.3						18.2	0.426		3.5 ± 3.5
190	223.2	275.5	0.035	2	2.468	56.3	0.028	2.50	0.3 ± 0.15
209.3						51.5	0.031		0.25 ± 0.10
190	235.8	281.8			2.410	60.0	0.025		0.9 ± 0.5
209.3						57.4	0.028		0.85 ± 0.45

Напор 190 м – это номинальный расчетный напор, 209.3 м – максимальный напор на этой станции. Определение величины параметра κ на рабочем режиме для вычисления характеристик колебаний в зоне А описано в разделе II данной работы. Его значение для расчета в зоне А получается из подбора поведения расходных кривых рассматриваемых станций и Саяно-Шушенской ГЭС. Остальные параметры вычисляются так, как это описано в работе [2].

Из представленных данных видно, что в зоне А (которую агрегат проходит при пусках и остановках) существует очень большой разброс расчетной величины индекса гидроакустической устойчивости σ. Его номинальное значение, соответствующие номинальной вихревой частоте $v_v = 0.788$ Гц, гораздо выше критической величины $\sigma^* \approx 0.9$ [12], и, значит, гидроакустических проблем тут не должно быть. Однако из-за того, что эта частота вычисляется пересчетом с вихревой частоты агрегатов СШ ГЭС, определенной с точностью около ± 11 % (там $v_v = 0.45 \pm 0.05$, см. [2, 13]), при меньших вихревых частотах значение индекса σ может падать до 0. В связи с этим, казалось бы, что до тех пор, пока экспериментально не будут измерены частоты прецессии затурбинного вихря агрегатов ГЭС Яли в области не рекомендованной работы, никакого заключения об их гидроакустической устойчивости сделать нельзя.

Однако выяснилось, что это не так. Вследствие близости длин напорной и отсасывающей частей гидравлической системы этой станции собственные частоты близки к частотам особых точек данной системы ($v_s = 1.512$ и 1.431 Гц для коротких и длинных ее водоводов соответственно). Поэтому коэффициент χ₁ в системе колебательных уравнений, сильно возрастающий при сближении этих частот, получается очень большим: χ₁ = 0.32 – 0.43. Это в 50 – 70 раз больше, чем соответствующий параметр для СШ ГЭС (χ₁ = 0.006, см. [2]) при очень близких значениях коэффициентов затухания δ или добротности θ. Вторые слагаемые в суммарном коэффициенте $\chi = \chi_1 + \chi_2$, дающие отрицательный вклад в него на участке расходной кривой в зоне А с максимальным наклоном по оценке изменяются от – 0.014 до – 0.017, что по модулю примерно в 20 раз меньше, чем значения χ₁. Поэтому суммарный коэффициент χ, в отличие от того, что имеет место на водоводах СШ ГЭС, всегда будет положительным, и возникновение автоколебаний в водоводах ГЭС Яли в этой ситуации невозможно. Следовательно, отводные каналы, близкие по длине напорным водоводам, препятствуют возникновению гидроакустической неустойчивости на первой моде колебаний на ГЭС Яли.

Таким образом, 2 условия возникновения опасного роста пульсаций давления в водоводе, сформулированные в работе [2], надо дополнить третьим: рассеивание энергии в колебательном контуре не должно превышать подвода энергии к нему за счет положительной обратной связи; для этого χ₁ – постоянная компонента коэффициента χ в системе уравнений, описывающих колебания в водоводе, не должен быть больше модуля ее переменной по расходу компоненты χ₂, определяемой наклоном стационарной (расходной) характеристики гидроагрегата: $\chi_1 < |\chi_2|$ (описание этих параметров см. в [2]).

Рассмотрим теперь возможную гидроакустическую неустойчивость напорной системы ГЭС Яли в зоне А', то есть в области запрещенной работы. Здесь, вследствие значительно большей вихревой частоты ($v_v = 2.50$ Гц) резонанс возможен только на второй моде собственных колебаний. Расчетные индексы гидроакустической устойчивости на этом режиме явно оказываются в опасной зоне, однако и здесь важную стабилизирующую роль играет большая длина отводных каналов.

Частоты собственным колебаний на второй моде оказываются заметно дальше от частот ближайших особых точек, чем на первой моде. Поэтому величина диссипативной компоненты χ₁ для второй моды на порядок ниже, чем на первой, и становится соизмеримой по модулю с подводящей к колебаниям энергию компонентой χ₂ при превышении расхода воды в номинальной рабочей точке на 15 – 20 %. С учетом приближенности определения всех расчетных параметров, в принципе, при таких больших превышениях расхода над номинальным, видимо, возможно возбуждение автоколебаний. Однако и там оно будет очень

вялым, так что, в отличие от СШ ГЭС, видимо, достаточно легко может быть подавлено системой управления.

После устранения некоторого несоответствия, связанного с высотой отсасывания, проблем с вибрацией турбин на ГЭС Яли действительно пока не было [8]. Итак, можно сделать вывод, что теоретические оценки и практика в данном случае не противоречат друг другу.

VI. Гидроакустические характеристики ГЭС Тери

Частота вращения роторов турбин ГЭС Тери равна 3.57 Гц, что в 1.5 раза больше, чем у турбин СШ ГЭС. Поэтому номинальные частоты прецессии затурбинного вихря для агрегатов рассматриваемой здесь станции составляют 0.675 Гц в зоне А их расходной характеристики и 2.14 Гц в зоне А'. Вследствие большой длины водоводов на этой гидростанции бóльшая вихревая частота может быть близка только к слишком высоким модам собственных колебаний, которые в таких системах со сравнительно низкой добротностью не возбуждаются (см. далее раздел VI). Поэтому гидроакустическая устойчивость Тери рассматривается только для зоны А (расходы меньше номинального). Напор 188 м – номинальный, 230 м – максимальный.

Обнаружено 2 потенциально опасных режима: собственные частоты и частоты возмущения довольно близки на второй моде при вихревой частоте возмущения и на третьей моде при удвоенной вихревой частоте, см. таблицу 3. Расчеты показывают, что, как и на ГЭС Яли, на номинальных частотах возмущения индекс гидроакустической устойчивости σ достаточно велик для того, чтобы не опасаться здесь возбуждения автоколебаний. Однако, на верхней границе допустимого диапазона частот возмущения индекс σ либо довольно мал, как это имеет место быть на второй моде, или вообще близок к 0 (на третьей моде).

Таблица 3

h (м)	L ₁ (м)	L ₂ (м)	κ	N	v _e (Гц)	θ	χ ₁	v _p (Гц)	σ
188	1000	897.5	0.070	2	0.746	31.4	0.050	0.675	2.4 ± 2.25
230						25.7	0.061		1.95 ± 1.85
188	1123	789			0.813	12.5	0.120		1.7 ± 0.95
230						10.3	0.146		1.4 ± 0.75
188	1000	897.5		3	1.490	33.0	0.094	1.35	4.95 ± 4.95
230						27.0	0.115		4.1 ± 4.1
188	1123	789			1.490	19.3	0.207		2.9 ± 2.9
230						15.8	0.219		2.35 ± 2.35

Для определенности в таблице 4 приведены оценки индекса σ при вихревой частоте, пересчитанной с частоты $v_v = 0.49$ Гц, которая зафиксирована на втором гидроагрегате Саяно-Шушенской ГЭС в начальный период развития катастрофы [14]. Можно видеть, что почти на всех рассмотренных режимах $\sigma < \sigma^* \approx 0.9$.

Таблица 4

h (м)	L ₁ (м)	L ₂ (м)	N	v _e (Гц)	v _p (Гц)	σ
188	1000	897.5	2	0.746	0.735	0.35
230						0.3
188	1123	789		0.813		0.95
230						0.8
188	1000	897.5	3	1.490	1.47	0.7
230						0.6
188	1123	789		1.490		0.4
230						1.489

Тем не менее, здесь, как и на ГЭС Яли на первой моде, значения χ_1 находятся в пределах от 0.05 до 0.22 (см. таблицу 3), что минимум в 3 – 22 раза больше, чем модуль переменной компоненты χ_2 , зависящей от наклона расходной кривой. Поэтому на ГЭС Тери возникновение опасных автоколебаний на всех рассмотренных режимах представляется невозможным.

VII. Гидроакустические характеристики Ирганайской ГЭС

Частота вращения роторов турбин Ирганайской ГЭС такая же, как на ГЭС Тери – 3.57 Гц. Поэтому частоты прецессии затурбинного вихря для агрегатов этих станций должны быть близки, а их номинальные

величины совпадают. При длинном напорном туннеле отводная система Ирганайской ГЭС представлена только отсасывающей трубой вполне стандартной длины, и, поэтому, все описанные выше эффекты подавления автоколебаний вследствие роста величины диссипативной компоненты χ_1 здесь отсутствуют.

Как и ранее, при двух значениях напора (168 м – номинальный, 198.7 м – максимальный напоры) проведены оценки гидроакустических характеристик станции при трех длинах акустических контуров, см. таблицу 5. Уровни параметра χ_1 такие же, как на Саяно-Шушенской ГЭС, поэтому, если индекс устойчивости σ здесь ниже критического, то автоколебания в напорном тракте станции вполне могут возникнуть.

Таблица 5

h (м)	L ₁ (м)	L ₂ (м)	κ	N	v _e (Гц)	θ	χ ₁	v _p (Гц)	σ		
168	514	29.6	0.050	2	2.042	31.2	0.0051	2.14	0.6 ± 0.25		
198.7						26.5	0.0061		0.5 ± 0.2		
168			0.035		2.021	30.6	0.0053		0.7 ± 0.2		
198.7						26.0	0.0062		0.6 ± 0.2		
168	551.5		0.050		1.908	29.4	0.0050		1.4 ± 0.2		
198.7						24.9	0.0059		1.2 ± 0.2		
168	5502		0.085		6	0.703	14.4		0.0034	0.675	0.45 ± 0.45
198.7							12.2		0.0040		0.4 ± 0.4

Проблемы, возникающие при оценке гидроакустической устойчивости этой станции, заключаются в том, что в отличие от всех ранее рассмотренных деривационных ГЭС уравнивательный резервуар здесь находится в стороне от напорного тракта и соединен с ним боковым водоводом. Таким образом, в акустическом контуре Ирганайской ГЭС имеется боковое отверстие на расстоянии 514 м от турбины. Теоретические модели расчета таких контуров даже в случае линейных уравнений автору неизвестны. Поэтому для их оценки остается обратиться к практике. Акустические контура в виде трубы с открытыми концами, имеющей боковые отверстия, являются основой многих духовых музыкальных инструментов. Среди них наибольший интерес для анализа представляют простейшие из них – флейты и жалейки волынок. Опыт игры на них показывает, что в таких трубах в зависимости от того, какие боковые отверстия открыты, возбуждаются стоячие акустические волны соответствующей длины, причем в каждый данный момент звучит только один тон. При этом диаметры боковых игровых отверстий составляют около половины диаметра внутреннего канала духовой трубы или около четверти площади его поперечного сечения (см., например, [15]). При меньших размерах отверстий колебания с длинами волн от входа в трубу до этого отверстия не возбуждаются.

Из всего сказанного следует, что возбуждение стоячей волны с узлом давления на боковом отверстии зависит от его размера. Диаметр отверстия в мембране, отделяющей боковое ответвление от деривационного туннеля, составляет 1/3 от его диаметра (или 11 % от площади поперечного сечения), чего, по опыту изготовления жалеек, слишком мало для возбуждения соответствующего тона колебаний. Поэтому первые строки 2 – 5 таблицы 5 со сравнительно низкими значениями индекса гидроакустической устойчивости на длине 514 м указывают параметры тех автоколебаний в напорной системе, которые, как показывают музыкальные опыты, не должны возбуждаться. Из представленных данных можно также увидеть, что влияние изменения параметра κ от 0.035 до 0.050 здесь довольно невелико.

Если предположить возможность разрушения этой мембраны, то диаметр открывшегося бокового отверстия составит 0.7 от диаметра напорного туннеля, и возбуждение соответствующего тона колебаний, по-видимому, вполне возможно. Однако, длина вновь возникшего канала с учетом добавления шахты высотой 37.5 м составит уже 551.5 м, и значения индекса σ в этом случае будут превышать критические. Поэтому, автоколебания в напорной системе станции также не должны возникнуть. Оба рассмотренных случая относятся к режиму работы гидроагрегатов на повышенной мощности в зоне А.

Был найден (см. 2 последние строки таблицы 5) еще один гидроакустический режим с низкими значениями индекса σ – возбуждение шестой моды колебаний на полной длине водовода и деривационного туннеля при работе гидроагрегата на переходных режимах, то есть в зоне А. Как и при рассмотрении ГЭС Тери в таблице 6 приведены также оценки индекса устойчивости σ при вихревой частоте, пересчитанной с частоты v_v = 0.49 Гц. При этом результаты расчетов представлены при двух значениях параметра κ, соответствующих двум значениям его значениям в зоне А, показанных в предыдущей таблице. Величина индекса σ во всех четырех представленных вариантах оказалась ниже критической, что говорит о возможности возбуждения автоколебаний на этой моде.

Таблица 6

h (м)	L ₁ (м)	L ₂ (м)	κ	N	v _c (Гц)	θ	χ ₁	v _p (Гц)	σ
168	5502	29.6	0.085	6	0.703	14.4	0.0034	0.735	0.55
198.7						12.2	0.0040		0.45
168			0.070		0.699	13.3	0.0037		0.55
198.7						11.3	0.0043		0.45

Однако, надо отметить, что на таких высоких модах и при таких длинных туннелях нет гарантии, что полуэмпирическая теория, опирающаяся на экспериментальные данные, полученные для более низких мод и на порядок более коротких водоводов, даст правильные количественные результаты. Далее, как показывает опыт, полученный при работах с колебательными системами иной физической природы, при сравнительно низкой добротности таких систем высокие моды просто не возбуждаются. Известно также, что Ирганайская ГЭС нормально проработала 2 года [16]. Из совокупности всех этих данных следует, что в водоводах гидроэлектростанций можно не рассматривать возможность возбуждения таких высоких мод, как шестая, а следует ограничиться изучением их гидроакустики только на модах не выше третьей-четвертой. Чрезвычайно полезно было бы провести экспериментальные измерения всех параметров, критически важных для определения гидроакустической устойчивости Ирганайской ГЭС.

Выводы

1. Когда подпорные участки гидравлической системы станции близки по длине к напорным участкам или даже длиннее их, появляется дополнительное условие, выполнение которого необходимо для возбуждения автоколебаний в напорных системах таких ГЭС.
2. Вследствие этого эффекта напорная система ГЭС Тери в соответствии с проведенными оценками является гидроакустически устойчивой, то есть в ней невозможно возбуждение автоколебаний.
3. По той же причине напорная система ГЭС Яли устойчива на переходных режимах (в области не рекомендованной работы) и, по предварительным данным, практически устойчива в достаточно широком диапазоне режимов повышенной мощности.
4. Ирганайская ГЭС вследствие своих конструктивных особенностей по проведенным оценкам также гидроакустически устойчива на модах колебаний не выше пятой. Более высокие моды в соответствии с общими воззрениями теории колебаний не возбуждаются.
5. Для верификации и уточнения приведенных выше в п. п. 2 – 4 предварительных выводов необходимо провести экспериментальные исследования на гидроэлектростанциях, рассмотренных в этой работе.

Ссылки

1. Ю. И. Лобановский – Автоколебания напорных систем и разрушение гидроагрегатов. *Гидротехническое строительство*, N 7, 2010.
2. Ю. И. Лобановский – Критерий возбуждения гидроакустических автоколебаний напорной системы. Январь – февраль 2010 // <http://synerjetics.ru/article/excitation.htm>
3. Д. Зубиташвили – Пути повышения энергетической эффективности некоторых действующих гидроэлектростанций Грузии. *Известия ВНИИГ им. Б. Е. Веденеев. Бетонные и железобетонные гидротехнические сооружения*, т. 244, Санкт-Петербург, 2005 // http://www.vniig.rushydro.ru/file/main/vniig/company/activity/publications/collection/5836.html/Volume_244.pdf
4. Референц-лист – Гидротурбостроение // http://www.ukrbiz.net/rus/a_pages/7783
5. Л. Г. Лойцянский – *Механика жидкости и газа*. Москва, Наука, 1978.
6. И. Е. Идельчик – *Справочник по гидравлическим сопротивлениям*. Москва, Машиностроение, 1992.
7. Формула Дарси-Вейсбаха. Wikipedia / http://ru.wikipedia.org/wiki/Формула_Дарси-Вейсбаха
8. Г. Г. Лапин – Частные сообщения, 16.09.2010 – 28.10.2010.
9. ОАО «Силовые машины» завершило модельные испытания новой турбины Саяно-Шушенской ГЭС. *РусГидро*. 08.04.2010 // <http://www.rushydro.ru/press/news/10609.html>
10. Ю. И. Лобановский – Прогноз гидроакустической неустойчивости напорных систем Саяно-Шушенской ГЭС с новыми гидроагрегатами. Апрель 2010.
11. Ю. И. Лобановский – Тайна горной долины. Июнь 2010 // <http://synerjetics.ru/article/pamir.htm>
12. Ю. И. Лобановский – Сопоставление расчетных и натурных данных в области гидроакустической неустойчивости напорных систем и на переходных режимах. Май 2010 // <http://synerjetics.ru/article/comparison.htm>
13. В. И. Брызгалов – Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС. Производственное издание, 1998 // <http://03-ts.ru/index.php?nma=downloads&fla=stat&idd=826>

14. Ю. И. Лобановский – Гидроакустический бустинг – способ возбуждения катастрофических автоколебаний в напорной системе Саяно-Шушенской ГЭС. Май 2010.
15. Русская волынка. Жалейка // <http://bagpipes.narod.ru/page/make4.html>
16. Ирганайская ГЭС. Wikipedia // http://ru.wikipedia.org/wiki/Ирганайская_ГЭС

Автор благодарит Д. В. Степанова за полезные обсуждения по темам, имеющим отношение к этой работе и, особенно, Г. Г. Лапина, без которого эта работа была бы совершенно невозможной.

Москва,
25.11.2010

Ю. И. Лобановский