

# Гидроакустический бустинг – способ возбуждения катастрофических автоколебаний в напорной системе Саяно-Шушенской ГЭС

Ю. И. Лобановский

Трудно найти черную кошку в темной комнате, особенно, если ее там нет.  
Кун Фу-цзи

## Краткое содержание

В полученную ранее формулу вычисления индекса гидроакустической устойчивости напорных систем ГЭС и ГАЭС вводятся эмпирические коэффициенты, учитывающие особенности обтекания ротора в зависимости от зоны течения и состояния гидроагрегата. При работе полностью исправных агрегатов в зонах А' и В стационарной характеристики турбины (в окрестности рабочей точки и в области запрещенной работы) эти коэффициенты, как и ранее, остаются равными 1. При работе агрегатов в зоне А (в области не рекомендованной работы) и/или при их особых состояниях величины этих коэффициентов были определены на основе сравнения расчетных и экспериментальных данных, полученных на Саяно-Шушенской и Нурекской ГЭС, что позволяет в таких ситуациях более точно оценивать индексы гидроакустической устойчивости.

Далее в статье описывается процесс, вызвавший возбуждение автоколебаний в напорной системе второго гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС в области не рекомендованной работы. Этот процесс был идентифицирован как амплитудная модуляция пульсаций потока от колебаний лопаток направляющего аппарата гидроагрегата возмущениями от прецессии его затурбинного вихря. Тетрада частот, соответствующая этому процессу, была найдена на спектрах сейсмограмм, полученных на ближайшей к ГЭС сейсмостанции «Черемушки». Возмущения расхода воды в напорном водоводе вследствие автоколебаний привели к попаданию второго гидроагрегата в область запрещенной работы, где первый процесс автоколебаний вследствие «перекрытия резонансов» возбудил второй, более мощный, рост интенсивности возмущений которого был ограничен только прочностью элементов напорного контура.

*Ключевые слова: катастрофа – инцидент – Саяно-Шушенская ГЭС – Нурекская ГЭС – высоконапорная плотина – гидроагрегат – турбина – автоколебания – устойчивость – гидроакустический резонанс – собственная частота колебаний – вихревая частота – турбинная частота – модуляция – критерий возбуждения – бустинг*

## Таблица символов

t – время  
L – длина  
N – номер моды колебаний  
h – напор  
p – полное давление  
q – безразмерный расход  
v – частота  
 $\omega, \Omega$  – угловая частота  
 $\beta$  – логарифмический инкремент возрастания амплитуды колебаний  
 $\theta$  – добротность колебательного контура  
 $\sigma$  – индекс устойчивости  
I – интенсивность сигнала  
 $\psi$  – доли изменяемых компонент сигнала  
 $k_{\sigma}$  – нормировочный множитель  
z – зональный коэффициент  
 $k_r$  – коэффициент состояния гидроагрегата  
 $\Delta$  – символ разности  
 $\kappa = 1 - \Delta p/p$

## Индексы нижние

e – собственный  
p – возбуждающий  
r – роторный (турбинный)  
v – вихревой  
a – амплитудно-модулированный

## **I – Автоколебания напорных систем – вновь выявленная угроза для гидроэлектростанций**

Мы летим, ковыляя во мгле,  
Мы идем на последнем крыле... [1]

Разрушительные пульсации давления в напорной системе впервые, насколько известно автору, возникли 9 июля 1983 года при аварии первого гидроагрегата Нурекской ГЭС, плотина которой была тогда самой высокой в мире [2]. Второй раз они проявились при испытаниях гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС на повышенных мощностях в 1988 году (как известно, эта гидроэлектростанция также является высоконапорной). Тогда до разрушения агрегатов дело все же не дошло, так как рост пульсаций был вовремя остановлен, и на этот раз, в отличие от нурекского инцидента, на явление обратили внимание [3]. К его изучению, по инициативе тогдашнего директора станции В. И. Брызгалова, были привлечены сотрудники СО АН СССР. По итогам этого исследования в середине последнего десятилетия прошлого века были опубликованы работы, доказывающие, что причиной этих пульсаций на Саяно-Шушенской ГЭС является гидроакустический резонанс [4 – 6]. Результатом всей этой деятельности стало введение там ограничения на допустимую мощность гидроагрегатов [7] для того, чтобы не попадать в область запрещенной работы, то есть не выходить на режим, где этот резонанс возможен.

Однако, 17 августа 2009 года второй гидроагрегат этой станции во время остановки все-таки вышел на этот режим. Практически неограниченный рост пульсаций давления в водоводе привел тому, что турбинная крышка была оторвана, сам агрегат был разрушен, и его остатки были выброшены из турбинного колодца на высоту около 14 м [8]. Вода, под большим давлением хлещущая из открытого колодца, разрушила часть конструкций машинного зала, заваливших другие гидроагрегаты. Машинный зал и помещения под ним были затоплены. Все остальные гидроагрегаты были разрушены, повреждены и/или затоплены.

После этой катастрофы для более полного объяснения того, что происходило как на Саяно-Шушенской, так и на Нурекской ГЭС, а также в некоторых других случаях, была разработана теория резонансного возбуждения автоколебаний в водоводах гидро- и гидроаккумулирующих станций (ГЭС и ГАЭС) [9 – 12], причем ее ядро – это теория гидроакустического резонанса. Из теории резонансного возбуждения автоколебаний напорных систем был получен результирующий оценочный параметр – индекс гидроакустической устойчивости  $\sigma$ . Сравнение расчетных величин этого индекса и натурных данных для 12 ГЭС и ГАЭС дало возможность оценить его критическую величину, разграничивающую зоны гидроакустической устойчивости и возможной неустойчивости их напорных систем [9 – 12].

Одним из важнейших понятий в теории автоколебаний, необходимым для дальнейшего анализа, проводимого в данной работе, является представление о нелинейном элементе колебательного контура, создающем положительную обратную связь, необходимую для развития автоколебаний. В напорных системах ГЭС роль такого элемента играет турбина на падающих участках своей стационарной характеристики, то есть зависимости потерь полного давления  $\Delta p/p$  от безразмерного расхода  $q$ . На рисунке 1, построенном на основе экспериментальных данных, полученных при натурных испытаниях десятого гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС (см. [9]), эта характеристика показана черной кривой, а также участком кривой синего цвета. Смысл стрелок будет разъяснен далее.

Вертикальными пунктирными линиями выделены зоны, в которых производная функции  $\Delta p/p$  (за исключением их границ) сохраняет постоянный знак. Именно зоны А и А' являются теми областями, где возможно возникновение автоколебаний в водоводах ГЭС (в зоне В возможны автоколебания в водоводах ГАЭС на насосном режиме). Эта кривая является типичной для стационарных характеристик напорных систем с радиально-осевыми турбинами. Отметим как важную для дальнейшего анализа информацию о том, что по расчетам, теоретическая частота собственных колебаний напорной системы Саяно-Шушенской ГЭС в окрестности точки минимума кривой на границе зон А и В равна 1.67 – 1.70 Гц. Разброс связан с некоторым различием данных для разных гидроагрегатов этой гидроэлектростанции. В окрестности точки максимума на границе зон В и А' собственная частота колебаний составляет около 1.55 Гц [9].

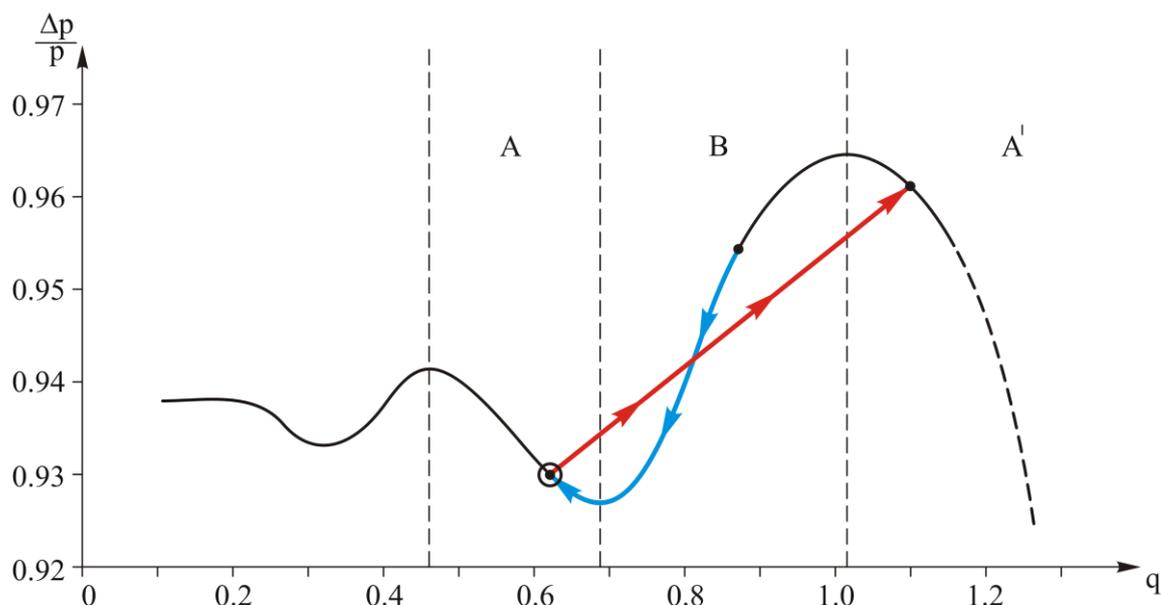


Рис. 1

В целом, исключая некоторые тонкости, описанные в следующем разделе этой статьи, после разработки теории резонансного возбуждения автоколебаний напорных систем картина ранее совершенно непонятного для многих явления, произошедшего на Саяно-Шушенской ГЭС, стала ясной, как небо в солнечный день. Однако в частности на горизонте оставалось одно темное облако достаточно заметных размеров – до сих пор не был выявлен способ, каким образом второй гидроагрегат, находясь в начале процесса, приведшего к катастрофе, в зоне А (в области не рекомендованной работы), попал в зону А' (в область запрещенной работы)? Как произошел переход, условно показанный на рис. 1 красной стрелкой? Первоначально предполагалось, что подобная смена режима произошла из-за отказа датчика частоты вращения, что могло бы привести к полному открытию направляющего аппарата [8]. Однако к концу 2009 года стал доступен достаточно полный набор трендов от компании «Ракурс», из которых следует, что отказ этого датчика произошел уже заметно позже начала роста пульсаций давления в напорной системе. Таким образом, он никак не мог стать «спусковым крючком» рассматриваемого катастрофического процесса [13, 14].

В качестве другой возможной причины высказывалось предположение о засорении фильтра тонкой очистки гидравлической системы привода лопаток направляющего аппарата, которое приводит к падению давления в промежуточном сервомоторе и к открытию этого аппарата [15] (хотя в этом случае направляющий аппарат, по крайней мере, гидроагрегатов Красноярской ГЭС должен закрыться [3]). Еще один неоднократно называемый вариант – поломка одной или даже нескольких лопаток направляющего аппарата, что могло бы, кроме резкого роста возмущений в потоке, привести к значительному увеличению его расхода. Однако никаких материальных подтверждений этих предположений при изучении остатков второго гидроагрегата найдено не было [16]. Из всего этого автором данной работы был сделан вывод о том, что роль «спускового крючка» сыграл не отказ какого-то материального объекта, а процесс, следы которого можно обнаружить в записях экспериментальных данных, обнаруженных в последние 2 – 3 месяца.

## II – Введение адаптационных коэффициентов по результатам анализа инцидента на Нурекской ГЭС

Однако, прежде чем начать поиски этого процесса, потребовалось уточнить оценки индекса гидроакустической устойчивости для зоны А в целом и для второго гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС в частности. К необходимости сделать это, кроме обстоятельств, имеющих отношение к Нурекской ГЭС, привели сравнения вибрационных характеристик этого агрегата с другими агрегатами станции (анализ которых представлен в разделе III), а также настоятельные увещания некоторых весьма компетентных специалистов-энергетиков [17].

В работе [9] на основе теории резонансного возбуждения автоколебаний напорных систем был получен индекс гидроакустической устойчивости  $\sigma$ , характеризующий способность напорной системы входить в режим автоколебаний. Этот индекс  $\sigma$  вычисляется по формуле

$$\sigma = \frac{2\theta}{k_{\sigma}} \cdot \frac{|v_p - v_e|}{v_e}, \quad (1)$$

где  $k_{\sigma}$  – нормировочный (калибровочный) множитель, введенный для удобства использования индекса и равный 5.0,  $\theta$  – добротность напорной системы в соответствующей точке экстремума стационарной характеристики,  $v_p$  – частота возбуждения,  $v_e$  – частота собственных колебаний напорной системы. Существует хорошее согласование между значениями этого индекса и тем, что происходило при эксплуатации 12 ГЭС и ГАЭС, для которых удалось найти минимально необходимый набор характеристик, требуемых для оценки гидроакустической устойчивости [9 – 12].

Формула (1) выводилась в предположении, «что относительная интенсивность возмущений, необходимая для запуска автоколебаний везде примерно одинакова, и первостепенным по важности оказывается резонансный отклик колебательной системы на «стандартное» внешнее возмущение» [9]. Подобное предположение отражает стремление автора исходить из единства описания подобных процессов, если нет теоретических или экспериментальных оснований приписывать этим процессам какие-либо особенности, отличающие их один от другого. Подобный подход был верифицирован при сравнении десятков расчетов с наблюдаемыми при эксплуатации ГЭС и ГАЭС явлениями и оказался чрезвычайно успешным (см. [9 – 12]).

Однако, именно эти массовые расчеты выявили в некоторых случаях трудности такого «глобального» подхода к проблемам гидроакустической устойчивости напорных систем. Впервые они проявились при анализе устойчивости первого гидроагрегата Нурекской ГЭС в зоне А, то есть в области не рекомендованной работы (см [9, 12]), но на режимах отличных от того, на котором произошла авария 9 июля 1983 года. Из теории резонансного возбуждения автоколебаний напорных систем следует, что при увеличении напора напорная система все легче входит в автоколебательный режим, и, соответственно, величина индекса гидроакустической устойчивости  $\sigma$  уменьшается. Это падение индекса не слишком выражено, но происходит при вычислениях всегда. А ведь авария на Нурекской ГЭС произошла при напоре 203 м. При этом величина индекса оказалась равной  $\sigma = 0.55 \pm 0.45$  [9, 12] (см. также строку 1 таблицы 1). А какова же она будет в зоне А при максимально допустимом напоре, равном 260 м [12]? При расчете по формуле (1) и при напоре 260 м в зоне А величина индекса равной  $\sigma = 0.45 \pm 0.35$ , и агрегат, как будто бы, является гидроакустически неустойчивым.

Таблица 1

n	ГЭС	h (м)	L <sub>1</sub> (м)	L <sub>2</sub> (м)	κ	N	v <sub>e</sub> (Гц)	θ	v <sub>p</sub> (Гц)	σ
1	Нурекская_1	203	649	34.5	0.080	1	0.72	11.2	0.63 ± 0.07	0.55 ± 0.45
2	Нурекская_1	207						11.0		1.1 ± 0.85
3	Нурекская_1	260						8.7		0.9 ± 0.7
4	СПШ	212	241	28	0.035	1	1.55	18.3	1.425 ± 0.025	0.6 ± 0.1

Однако из экспериментальных данных известно, что это не так. Из этого следует, что при расчете индекса гидроакустической устойчивости необходимо различать режимы работы агрегата в зоне А' и В, где были проведено подавляющее число расчетов индекса  $\sigma$ , и в зоне А. Это представляется оправданным и с точки зрения физики течения в этих зонах. На рабочих и близких к нему режимах происходит обтекание лопастей ротора турбины (в упрощенном представлении – решетки профилей) сплошным потоком воды, а при малых расходах (на рис. 1 – слева от зоны А) реализуется течение затопленных струй. Поэтому, в промежуточной области, примерно совпадающей с зоной А, формируется перемежающееся течение, в котором в режиме автоколебаний чередуются течения затопленных струй и обтекания решетки профилей [6, 18]. При этом не только частоты прецессии затурбинного вихря в зонах А и А' отличаются в 3 – 3.5 раза [3], но изменяется на противоположное даже направление прецессии.

Из всего вышесказанного следует, что в формулу (1) необходимо ввести коэффициент  $z$ , который можно назвать зональным. Он учитывает, в какой зоне рассчитывается индекс устойчивости. И в зонах А' и В, симметрично расположенных относительно точки максимума потерь полного давления на турбине (точки максимума ее эффективности) его величина равна 1, а в зоне А она должна быть больше, так чтобы во всем диапазоне проектных напоров достигалась устойчивость работы первого агрегата Нурекской ГЭС. Если этот коэффициент  $z$  ввести в числитель формулы (1), тогда:

$$\sigma = \frac{2zk_r\theta}{k_\sigma} \cdot \frac{|v_p - v_e|}{v_e}, \quad (2)$$

и, как следует из строк 2, 3 таблицы 1, его величина должна быть близка к 2. Именно при этом его значении получены величины индекса устойчивости в области проектных величин напора 207 – 260 м (еще один вводимый и описанный ниже коэффициент  $k_r$  равен здесь 1). Так как при  $\sigma > 1.2$  напорные системы гидроакустически устойчивы [9, 12], результаты расчетов по формуле (2) вполне соответствуют наблюдающимся явлениям.

Но как тогда первый гидроагрегат Нурекской ГЭС стал неустойчивым при аварии 9 июля 1983 года? Тут необходимо вспомнить, что 203 м – это напор на 4 м более низкий, чем минимально допустимый по техническим характеристикам агрегатов станции [9, 12]. Поэтому при уходе вниз с нижней проектной границы должны быстро нарастать вибрации агрегата, вызванные резким увеличением пульсаций давления в водоводе при работе ротора турбины на нерасчетных режимах. Таким образом, рассмотрение ситуации указывает на то, что формула (1) должна быть дополнена еще коэффициентом, характеризующим состояние гидроагрегата. Обозначим его  $k_r$ , и при нормальных условиях его величина, как следует из результатов, представленных в работах [9 – 12], равна 1. Если же возмущения потока ротором превышают нормальные («стандартное внешнее возмущение» в исходной формулировке при выведении выражения (1)) вследствие его состояния, например выхода на запроектные режимы работы, устойчивость гидроагрегата уменьшается вследствие роста возмущений, которые могут возбудить автоколебательный процесс раньше, чем в нормальных условиях. Тогда коэффициент  $k_r$  должен стать меньше 1. Для того чтобы сохранились прежние, соответствующие наблюдениям значения индекса  $\sigma$  в случае аварии на Нурекской ГЭС,  $k_r \approx 0.5$ .

Итак, адаптация формулы (1) к особенностям обтекания гидроагрегата заключается во введении двух эмпирических коэффициентов (см. формулу (2)),  $z$  и  $k_r$ , где  $z$  – зональный коэффициент ( $z = 1$  для зон А' и В и 2 для зоны А),  $k_r$  – коэффициент состояния гидроагрегата (типовые значения  $k_r = 1$  при работе агрегата, находящего в полностью исправном состоянии и действующем в пределах проектных ограничений и  $k_r \approx 0.5$ , когда эти условия не выполняются).

### **III – Верификация адаптационных коэффициентов по результатам анализа инцидента на Саяно-Шушенской ГЭС**

Рассмотрим теперь, как адаптационные коэффициенты влияют на оценки устойчивости второго гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС. Приводимые ранее результаты расчета индекса  $\sigma$  (см. строчку 4 таблицы 1) относятся к возбуждению возрастающих вынужденных колебаний давления в водоводе десятого гидроагрегата во время их испытаний на повышенных мощностях в 1988 году [3, 6]. Благодаря осторожности испытателей тогда удалось вовремя остановиться у той грани, когда сильные пульсации давления воды, вызванные внешним возбуждением, запускают разрушительные автоколебания. Так как никогда и нигде до сих не утверждалось о повышенных вибрациях десятого агрегата, его коэффициент состояния должен быть принят равным 1 ( $k_r = 1$ ). Так как все происходило в зоне А',  $z = 1$ , и расчет по формуле (2) не отличается от расчета по формуле (1).

Попробуем теперь оценить состояние второго гидроагрегата непосредственно перед инцидентом 17 августа 2009 года. Как известно, постоянно утверждалось, что второй гидроагрегат в течение всего времени эксплуатации отличался повышенными вибрациями, которые после среднего ремонта турбины, проведенного в феврале – марте 2009 года, стали расти и в середине лета превысили максимально допустимые по нормативному документу (ПТЭЭСиСРФ) значения, см. рис. 2 [7].

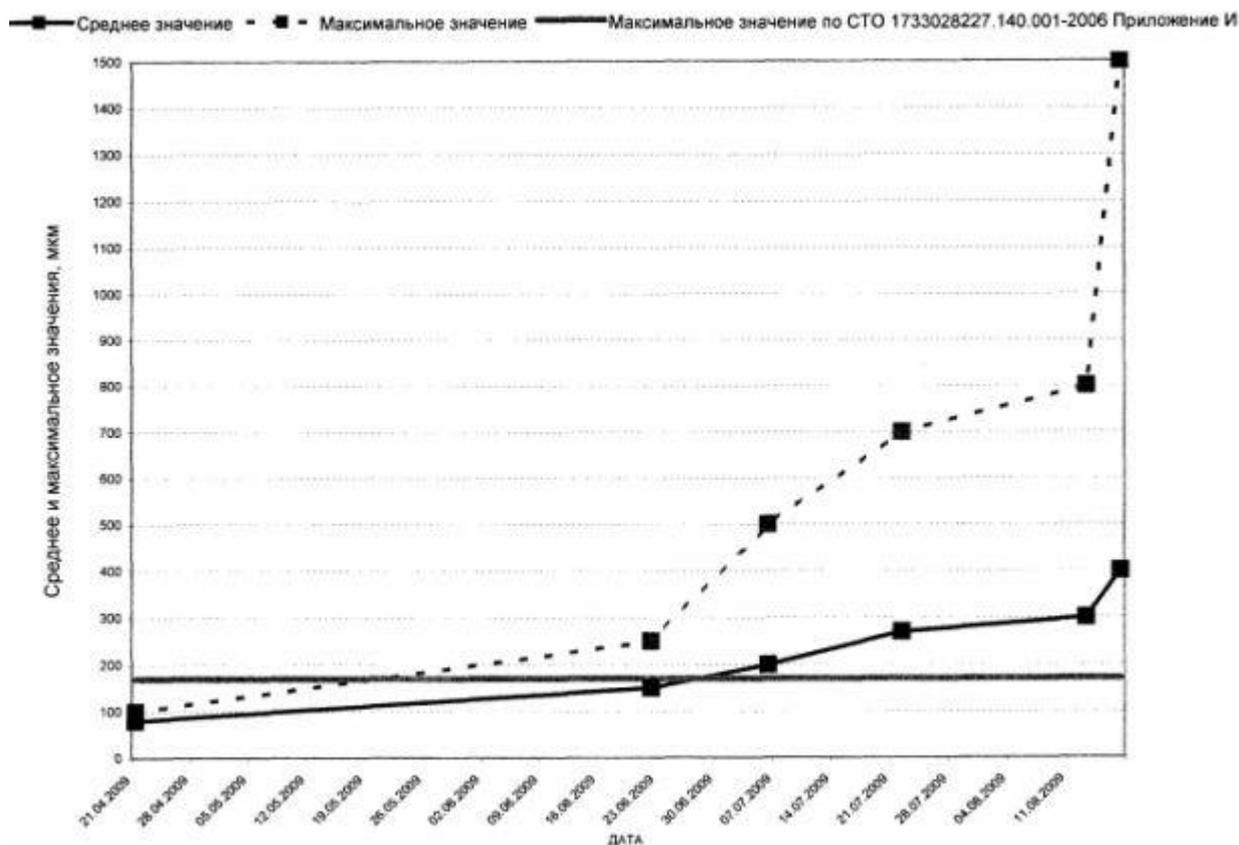


Рис. 2

Радиальные вибрации подшипника турбины второго гидроагрегата при мощностях 500 – 600 МВт

Вибрации на мощности 500 МВт, как правило, значительно превышают таковые на мощности 600 МВт, см. рис. 3, где представлены записи изменения активной мощности второго гидроагрегата и вибраций в турбинном подшипнике в течение 14 минут 15 секунд 1 августа 2009 года [20]. Это вполне естественно, так как со снижением мощности происходит уход гидроагрегата от номинальной рабочей точки с ростом затурбинного вихря (см. синюю кривую со стрелками на рис. 1). Кроме того, на величину ухода агрегата по мощности от рабочей точки, естественно, оказывает влияние и напор. Величины максимальных выбросов амплитуды вибрации на постоянном режиме являются, видимо, стохастическими, и это увеличивает сложность их объективных оценок. Так что график с рис. 2 скорее является просто качественной иллюстрацией, опираясь на которую вряд ли можно сделать полностью научно обоснованные количественные оценки уровня вибраций гидроагрегата, а тем более – пульсаций давления в водоводе агрегата. Однако, эта качественная картина ясна – непосредственно перед инцидентом средний уровень вибраций его опорного подшипника превысил максимально допустимый в 2 – 3 раза (хотя при последних вибрационных испытаниях второго гидроагрегата 12 – 16 марта 2009 года при напоре 191 м уровни вибрации на рабочем режиме были ниже предельно допустимых по ПТЭЭСИСРФ [7]). Это должно означать, что и пульсации давления в водоводе превышали нормальные уровни.

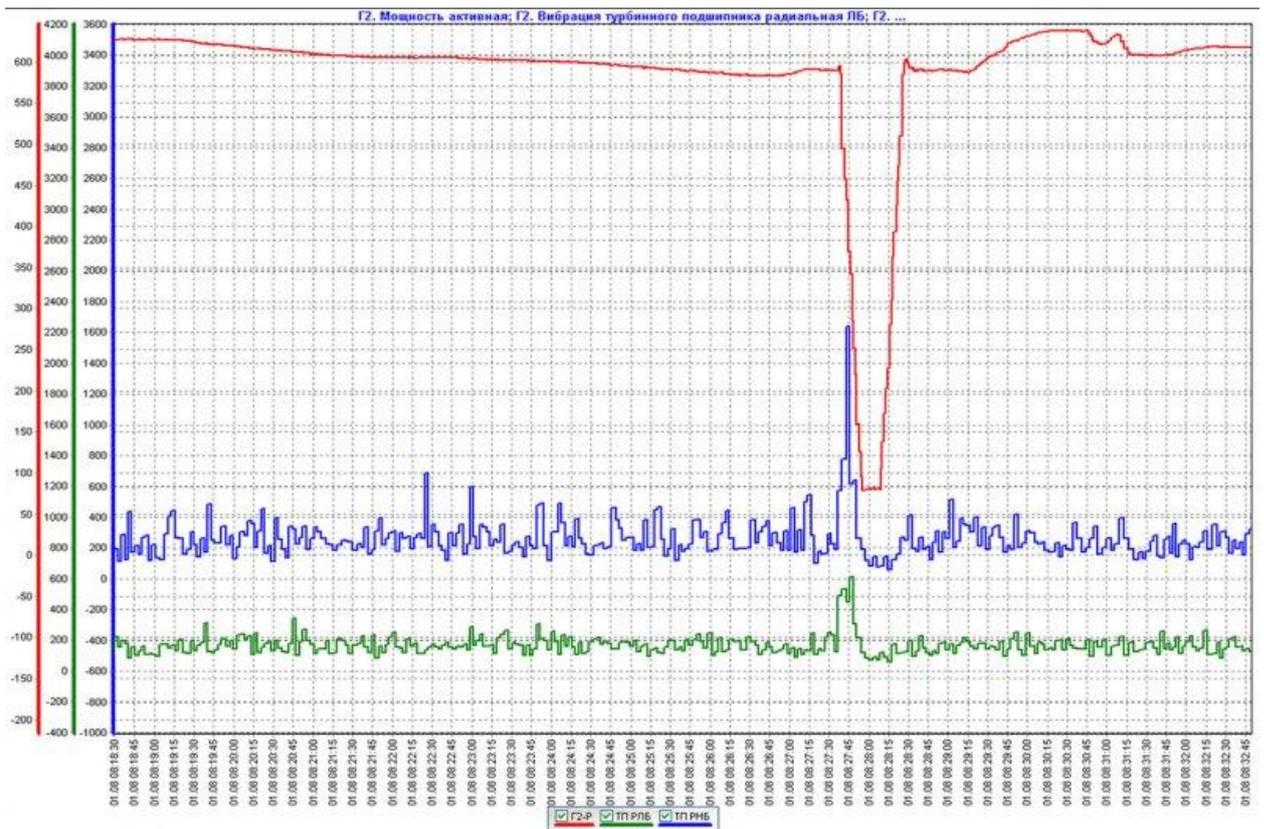


Рис. 3

Аналогичная предыдущей запись мощности и вибраций турбинного подшипника с момента последнего введения в работу 19 часа 31 минуту 16 августа 2009 года (по московскому времени) вплоть до катастрофы представлена на рис. 4 [21]. Временной масштаб здесь не слишком удобен для изучения спектра вибраций, поэтому ниже представлена запись почти всего последнего участка работы второго агрегата со вдвое большим масштабом по времени (рис. (5), [20])). Кроме того, запись на этом тренде шла по местному времени.

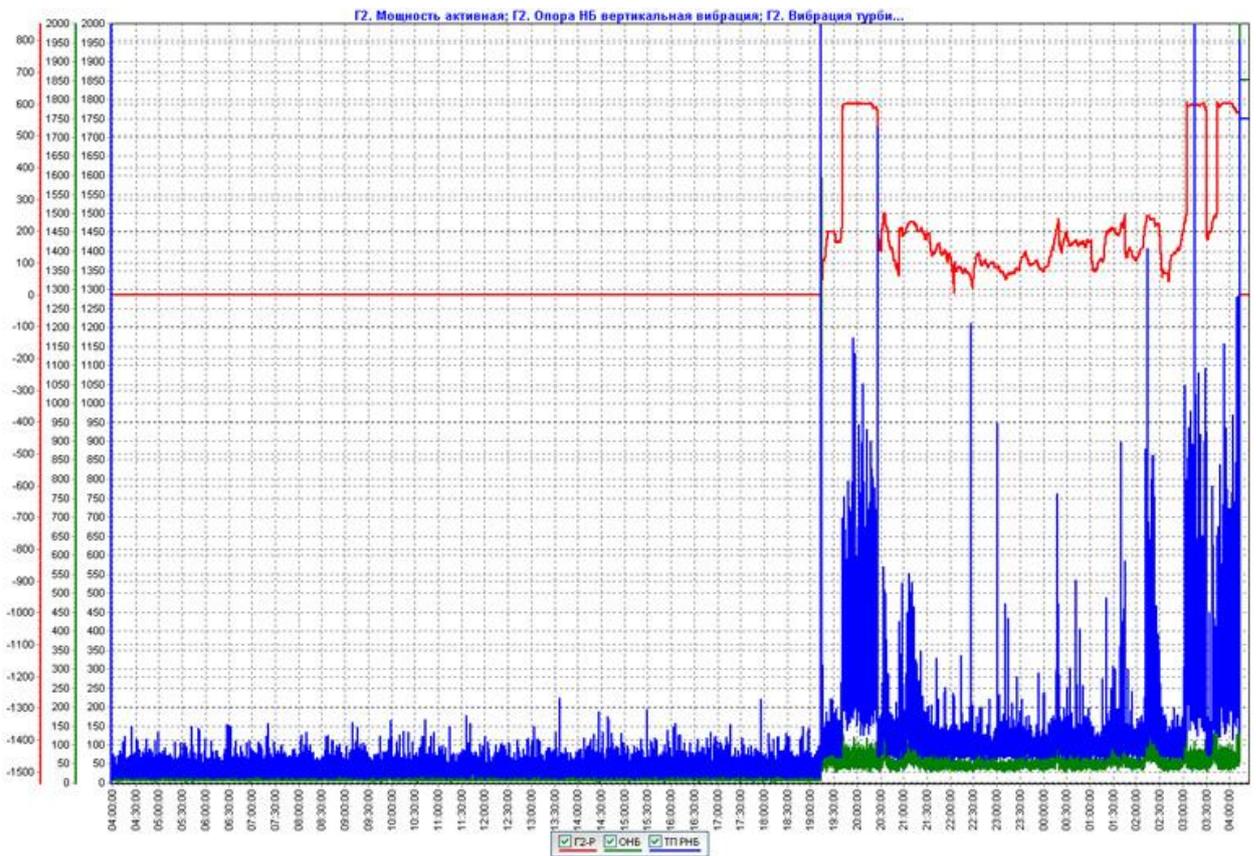


Рис. 4

С учетом последнего обстоятельства можно отметить почти полное согласование данных из анонимного источника [21] и из источника более официального [20]. Поэтому с достаточной степенью доверия можно отнестись к трендам из еще одного анонимного источника [22] (см. рис. 6), где тренды второго агрегата совпадают с уже представленными на рис. 4. Однако, есть и отличия данных на рис. 4 и 5, которые относятся к максимальным выбросам – сигналы амплитудой 1600 мкм и даже больше 2000 мкм на рис. 4 имеют амплитуду не более 800 – 1600 мкм на рис. 5.

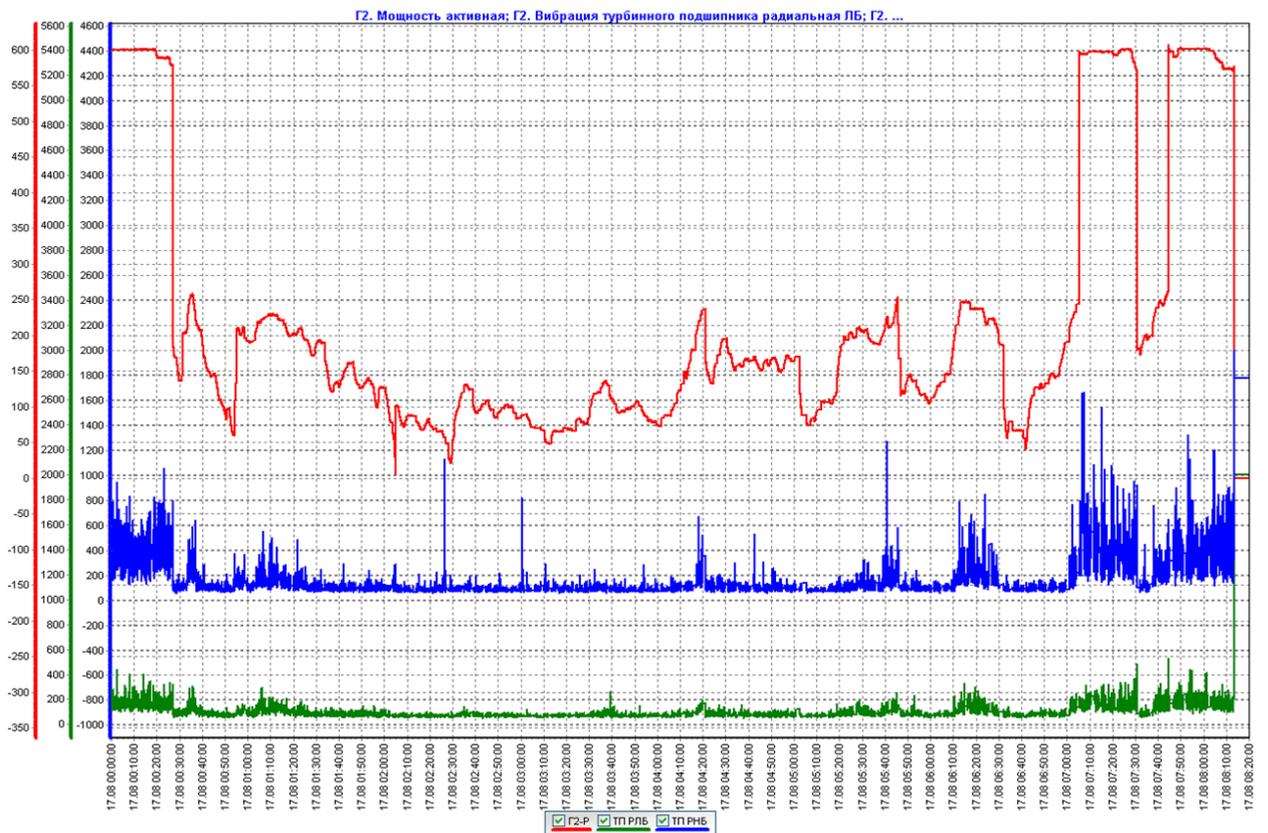


Рис. 5

На рис. 6 снова по московскому времени представлены те же данные для второго гидроагрегата, а также аналогичная информация для пятого. Здесь возможно прямое сравнение уровней вибрации подшипников обоих агрегатов в течение всего периода непосредственно перед катастрофой. Голубая линия – активная мощность второго гидроагрегата, а красная – пятого (следует учитывать сильный сдвиг нуля для этих двух кривых). Средний уровень вибраций подшипника второго гидроагрегата (желтые штрихи) при его мощности 600 МВт не менее чем вдвое превышал средний уровень вибраций на пятом агрегате при той же мощности (зеленые штрихи). Максимальные значения этих вибраций (при выбросах на спектре) достигали уровня 1600 мкм, что в 10 раз больше величины, при которой гидроагрегат должен был быть разгружен или остановлен [7]. Однако, консультации с компетентными в этом вопросе специалистами завершились тем, что эти аномальные выбросы на рис. 4 – 6 были признаны результатом сбоя датчиков вибрации [23], что подтверждается и различиями в этих точках данных на рис. 5 и на рис. 4 и 6. Поэтому и катастрофический рост максимальных, и, видимо, отчасти и средних значений вибраций на последних перед катастрофой участках графиков на рис. 2, представляется, как минимум, не вполне достоверным.

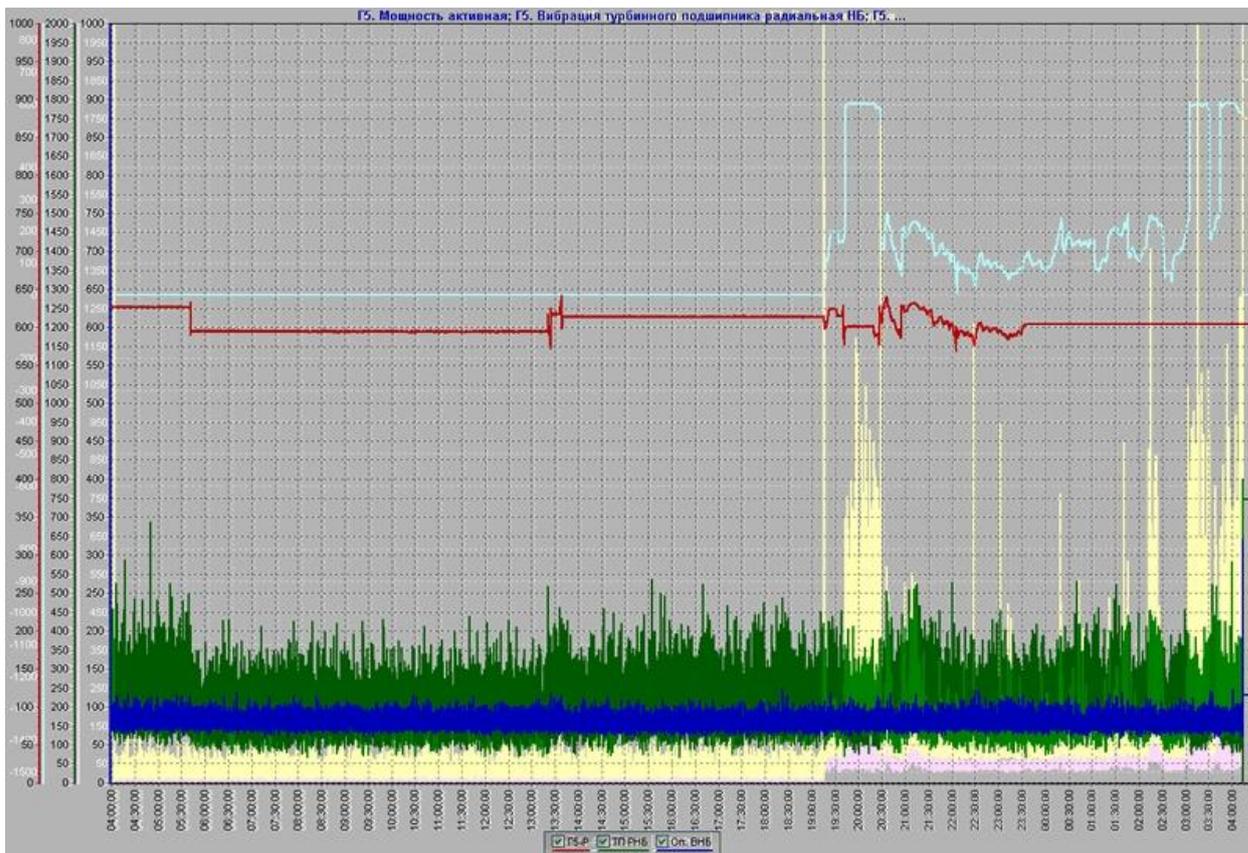


Рис. 6

В 8:00 17 августа 2009 года за 13.5 минут до катастрофы амплитуда вибрации подшипника крышки турбины второго гидроагрегата была в 2.2 – 5 раз выше, чем у остальных шести гидроагрегатов работавших приблизительно на тех же мощностях (570 – 605 МВт) и расходах воды (298 – 315 м<sup>3</sup>/с) [7]. Следующим по интенсивности вибраций после второго был именно пятый агрегат, вибрационные характеристики которого представлены на рис. 6.

Таким образом, с учетом того, что на агрегате с разболтанными за предыдущий период эксплуатации креплениями и подшипниками превышение вибраций должно быть больше, чем превышение пульсаций давления, примем достаточно консервативную оценку коэффициента состояния второго гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС на рабочих режимах  $k_r \approx 0.5$ . Это эквивалентно предположению о том, что вместо «стандартного» возмущения от него в напорную систему шли возмущения вдвое большие.

#### IV – Феноменологический анализ сейсмических спектров

Важнейшими экспериментальными данными при поиске следов процессов, возбудивших автоколебания на втором агрегате Саяно-Шушенской ГЭС стали сейсмограммы, записанные до и в ходе инцидента на сейсмостанции «Черемушки», находящейся на расстоянии 4.43 км от второго гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС, и полученные при их обработке амплитудные спектры [24]. Для удобства восприятия и исключения зон, не представляющих интереса в этом исследовании, оригинальные спектры сейсмических колебаний [24] на рис. 7 – 9 и 11, 12 были ограничены сверху частотой 4.5 Гц, так все важные частоты для данного рассмотрения, по мнению автора, меньше 3 Гц. Это связано с тем, что частоты собственных колебаний напорной системы на первой моде заключены в интервале  $1.5 < \nu_e < 2.1$  (Гц), а частоты  $\nu_p$  возможных источников возмущений не превышают существенно частоту 2.38 Гц – частоту вращения ротора турбины на номинальном (синхронном) рабочем режиме [3].

На рис. 7 – 9 и 11, 12 верхний график показывает амплитудный спектр сейсмодатчика, ориентированного горизонтально в направлении север – юг. Средний график – это амплитудный спектр сейсмодатчика, ориентированного вертикально, а нижний – ориентированного горизонтально в направлении запад – восток. Горизонтальные проекции продольных осей водоводов Саяно-Шушенской ГЭС направлены, приблизительно, под углами 40° – 45° к двум из этих выделенных направлений [24]. Время в заголовках подразделов – местное.

Рассмотрим амплитудные спектры сейсмограмм, записанные в течение пяти интервалов времени разной длительности. Вследствие того, что эти сейсмограммы – записи не колебаний объектов Саяно-Шушенской ГЭС, а колебаний почвы на станции «Черемушки», которые могут быть (и были реально) вызваны и другими источниками возмущений, при анализе спектров всегда будут рассматриваться только те частоты, связь которых со вторым гидроагрегатом обосновывается из теоретических соображений или из других экспериментальных данных.

### 1. За сутки до инцидента со вторым гидроагрегатом

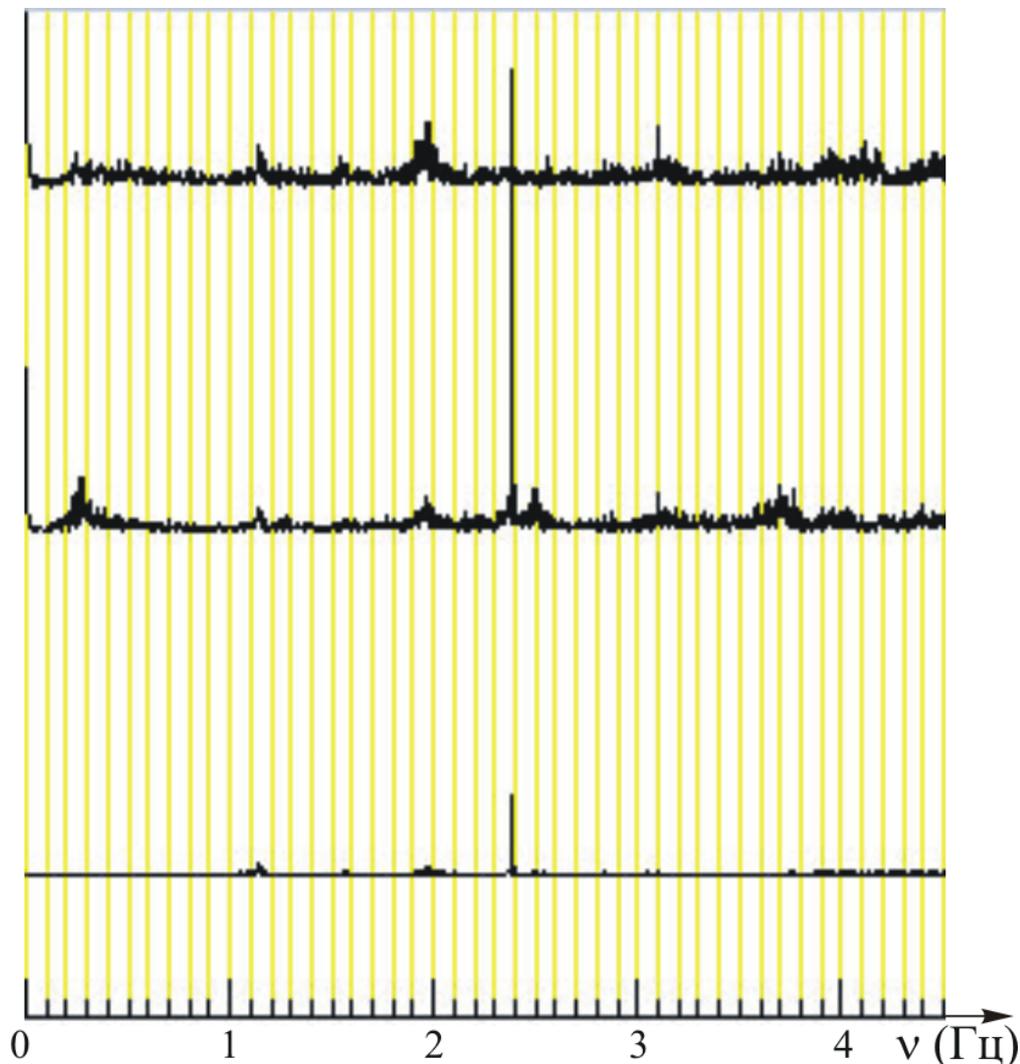


Рис. 7

На графиках видны высокочастотные колебания. Характерная ширина частотных пиков спектра, как правило, 0.02 – 0.04 Гц, при разрешении 0.02 Гц. Это означает, что за рассматриваемый период времени 16 августа 2009 года, составляющий 295 с, частоты основных колебаний были практически неизменны. Колебания максимальной амплитуды – это колебания с роторной (турбинной) частотой ( $\nu_r = 2.38$  Гц). Наибольшая их величина, задающая масштаб этих графиков, наблюдается на вертикальном канале (средний график). Заметны пики на частоте  $\nu \approx 1.13$  Гц, а также при  $\nu \approx 1.55$  Гц. Последняя частота может быть интерпретирована, как частота собственных колебаний напорной системы, которые слабо возбуждаются на режимах близких к номинальному. Другие частотные пики, как полагает автор, к рассматриваемой проблеме прямого отношения не имеют. Обращает на себя внимание низкий уровень сигналов в горизонтальном канале запад – восток. Очевидно, это было вызвано уменьшением масштаба записи по этому каналу, видимо, в связи со случайной причиной.

2. Перед инцидентом, время 8:08.05 – 8:13.00

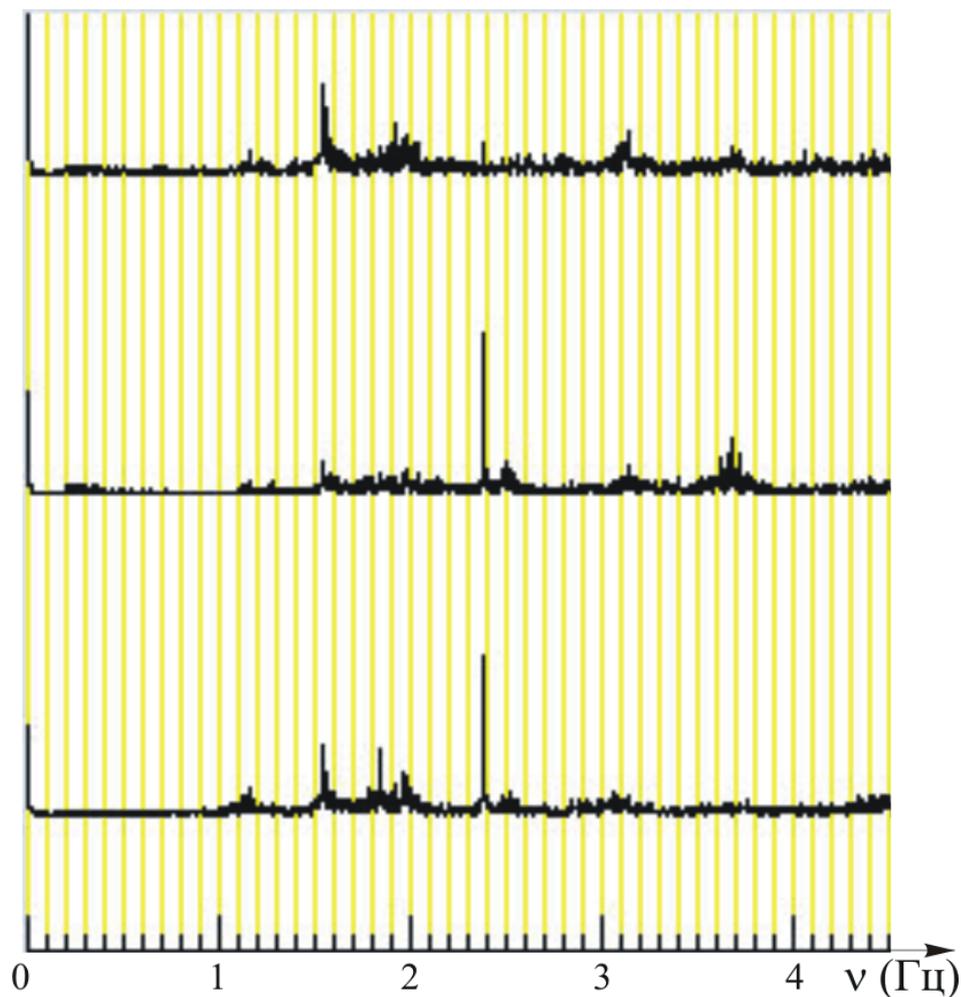


Рис. 8

На графиках непосредственно перед инцидентом 17 августа 2009 года также видны высокочастотные колебания с той же характерной шириной частотных пиков спектра. Это, как и ранее, означает, что за тот же рассматриваемый период времени продолжительностью 295 с, частоты основных колебаний оставались практически неизменными. Колебания максимальной амплитуды – снова колебания с турбинной частотой  $\nu_r = 2.38$  Гц. То, что в направлении север – юг амплитуда этих колебаний в несколько раз ниже, чем по двум другим каналам, видимо, связано с какими-то случайными условиями, так как на предыдущей сейсмограмме подобной аномалии нет. Вторые по величине амплитуды колебаний приходятся на частоту  $\nu_e \approx 1.55$  Гц – собственную частоту колебаний напорной системы в окрестности точки максимума стационарной характеристики турбины на границе зон В и А' (см. рис. 1). То, что эти пики стали заметно выше, может быть объяснено тем, что рабочий режим (мощность агрегата 570 – 575 МВт) сильнее, чем ранее, отклонился от номинального. При этом интенсивность затурбинного вихря, который возбуждает собственные колебания напорной системы, возросла. Упомянутый при описании предыдущих спектров еще один частотный пик сохранился, но несколько сместился до частоты 1.15 Гц.

3. На входе в инцидент (удаленное землетрясение), 8:13.05 – 8:13.26

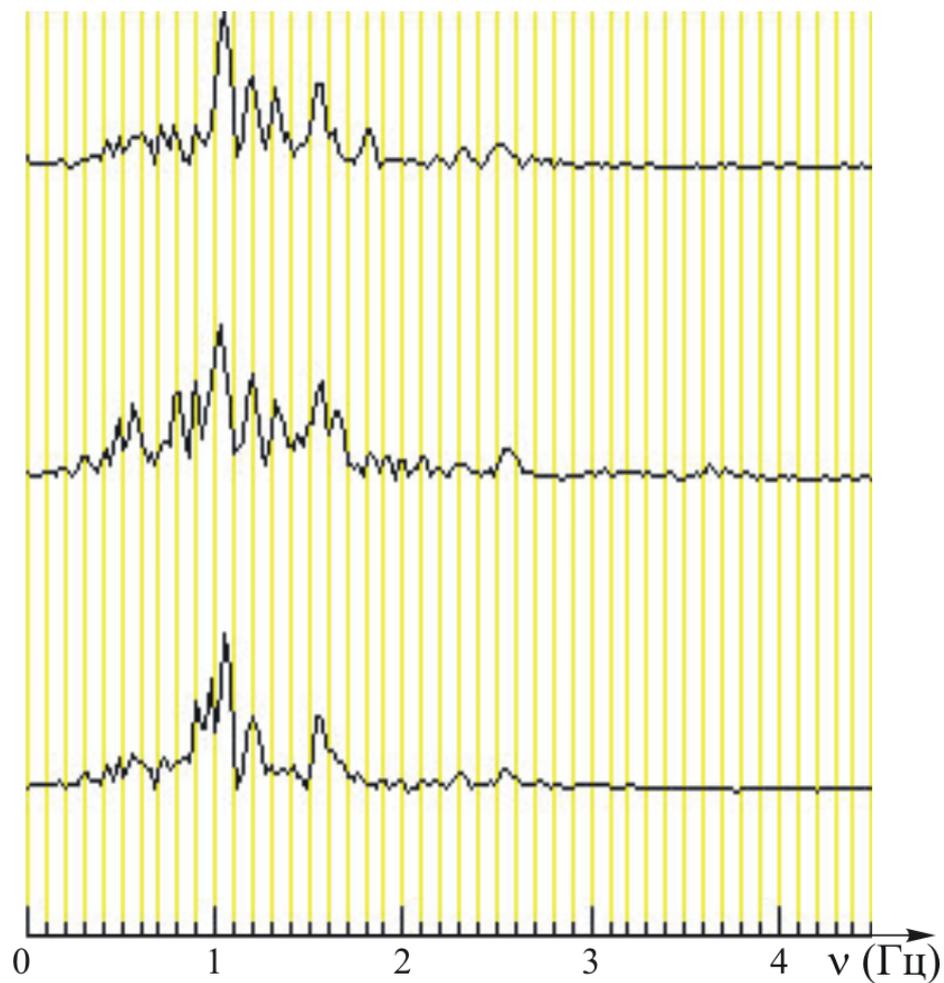


Рис. 9

Амплитуда колебаний возросла в несколько раз, что видно из исходной сейсмограммы (см. рис. 10). Метка  $t = 780$  с на ней соответствует времени 8:13:00 [24]. Добротность колебаний сильно уменьшилась, и характерная ширина частотных пиков спектра выросла примерно в 5 раз до 0.1 – 0.2 Гц. Часть зафиксированных здесь колебаний вызвана удаленным землетрясением [24], и отношения к пульсациям гидроагрегатов и воды в водоводах не имеет.

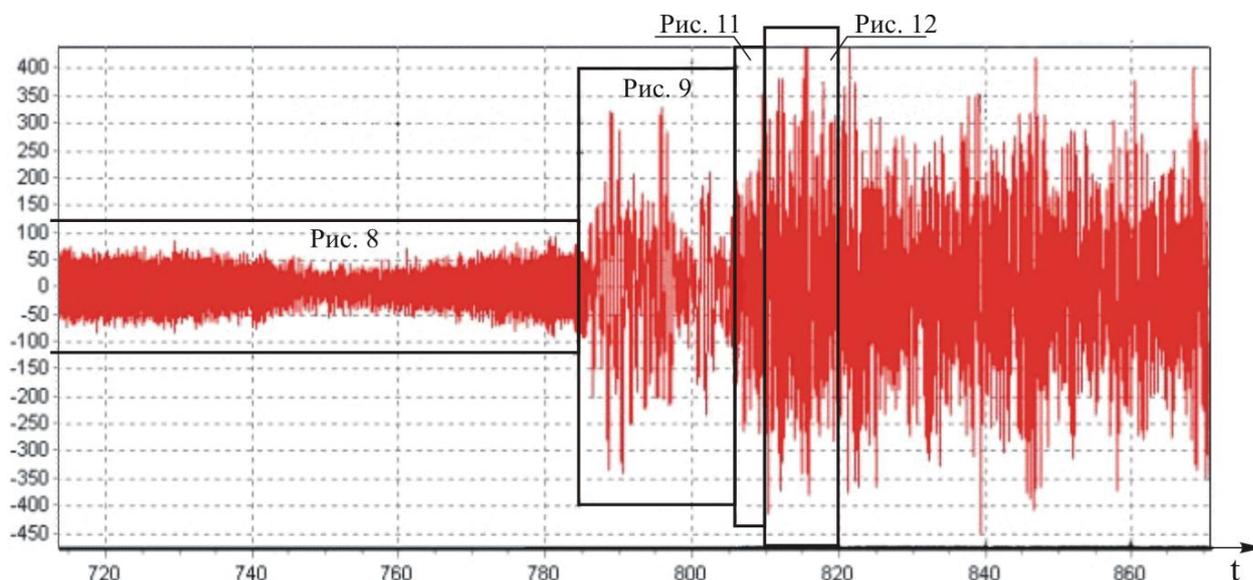


Рис 10 (вертикальный канал).

Заметных колебаний при частотах выше 2.55 Гц не зафиксировано вплоть до частоты 10 Гц (см. [24]). Колебания с номинальной частотой вращения турбины не идентифицируются вообще, видимо, потому, что теряются в шуме от сильно возросших колебаний других частот. Снижение добротности связано с тем, что в течение рассматриваемого периода времени (21 с) начались динамические процессы, при которых частоты колебаний изменялись.

Как будет показано далее (см. раздел V), к концу рассматриваемого периода параметры второго гидроагрегата переместились по фазовой траектории, указанной синими стрелками, в правую часть зоны А (см. точку с кружком на рис. 1). При этом собственная частота колебаний напорной системы, как уже упоминалось выше, повысилась с частоты 1.55 Гц до 1.67 – 1.70 Гц, причем с ростом частоты должна была сильно увеличиться и амплитуда этого сигнала. Таким образом, к собственным колебаниям за анализируемый здесь интервал времени следует отнести пик с частотой 1.65 Гц, особенно хорошо заметный на вертикальном канале, а колебания с частотой 1.54 – 1.55 Гц на этом интервале времени уже таковыми не являются, и вызваны иными причинами.

Максимальную амплитуду имеют колебания с частотой  $\nu \approx 1.05$  Гц. Некоторое смещение частоты этого пика с уровня 1.10 – 1.15 Гц в предыдущие интервалы времени, совпадающее с резким ростом его интенсивности, может быть объяснено значительным изменением условий, при которых протекал этот колебательный процесс. Так как этот пик существовал на спектрах и тогда, когда землетрясения не было, можно быть уверенным, что он им не был вызван. Вторые – третьи по величине амплитуды – колебания с частотой  $\nu = 1.54 – 1.55$  Гц, которые в данный период времени уже не являются собственными колебаниями напорной системы. Имеются также достаточно интенсивные колебания с частотой  $\nu = 0.55 – 0.56$  Гц – симметричные относительно сигнала с максимальной интенсивностью с упомянутыми выше колебаниями:  $\nu = 1.05 \pm 0.49$  Гц. Близкими по интенсивности оказались также те колебания, что имеют частоту разности – 0.49 Гц. Механизм возникновения этой, по мнению автора, связанной тетрады пиков амплитудного спектра, являющейся ключом к развитию последующих событий, будет описан ниже.

#### 4. При развитии инцидента, 8:13.26 – 8:13.30

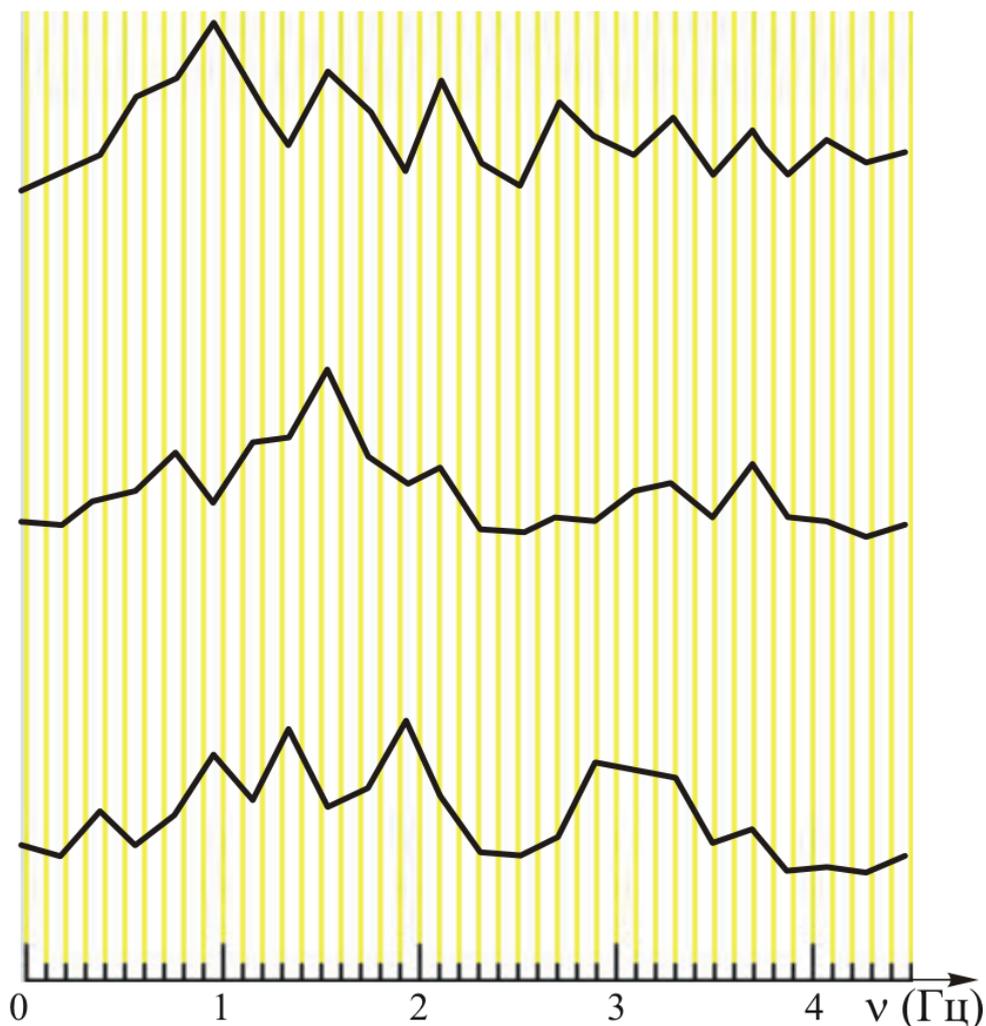


Рис. 11

Удаленное землетрясение прекратилось [24], так что можно полагать, что зафиксированные спектры полностью определяются развитием процессов на разрушающемся втором гидроагрегате Саяно-Шушенской ГЭС, как на наиболее сильном источнике возмущений в тот период времени. Максимальная амплитуда колебаний на сейсмостанции мало изменилась по сравнению с предыдущим интервалом времени (см. рис. 10). Несмотря на самое короткое время регистрации (4 с), добротность колебаний снова сильно уменьшилась, а характерная ширина частотных пиков спектра еще раз выросла в 4 – 5 раз до 0.4 – 0.8 Гц. Это означает, что скорость развития процессов на втором агрегате достигла максимума. Подобные спектры, как утверждают эксперты в этой области, характерны для интенсивно растущих автоколебаний [25]. Идентификация спектрального портрета процесса на этой стадии затруднена, однако следует отметить, что частота колебаний с максимальной амплитудой практически не изменилась по сравнению с предыдущим временным интервалом, и составляет  $\nu \approx 1.00$  Гц. Максимальная амплитуда колебаний в вертикальном канале – все те же 1.55 Гц. Следующий по интенсивности пик амплитуды находится вблизи частоты 2 Гц. Именно такие частоты получаются в расчетах собственных колебаний напорной системы гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС при резком снижении эффективности работы турбины по сравнению с номинальным режимом (см. [9]).

5. На финише инцидента со вторым гидроагрегатом, 8:13.30 – 8:13.40

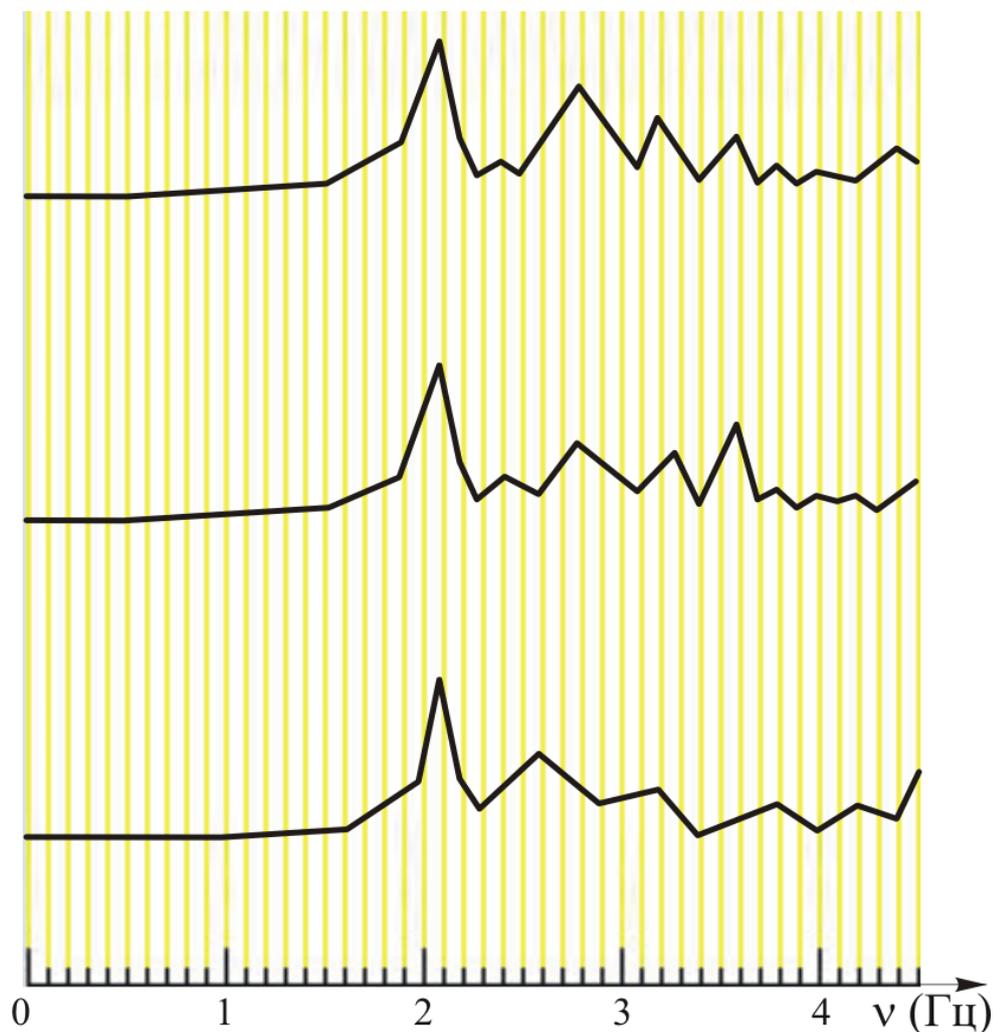


Рис. 12

Максимальная амплитуда колебаний на сейсмостанции еще несколько возросла (см. рис. 10), так как свою лепту в сейсмические сигналы стали вносить все остальные 8 гидроагрегатов, работавших в это время в различных аварийных режимах. Интервал времени увеличился по сравнению с предыдущим в 2.5 раза, а добротность колебаний, несмотря на это, выросла, так как характерная ширина частотных пиков спектра уменьшилась, примерно, в полтора раза до 0.3 – 0.5 Гц. Это означает некоторую стабилизацию колебательных процессов по сравнению с предшествующим периодом, когда происходило разрушение второго гидроагрегата. Максимальную амплитуду имеет сигнал с частотой 2.08 Гц, что, по расчетам, для случая бесконечно малых колебаний соответствует относительным потерям полного давления, равным 0.72 (в этом случае параметр в системе уравнений расчета собственных колебаний  $\kappa = 0.28$ ). Видимо, стоит вспомнить, что на номинальном рабочем режиме потери полного давления на турбине составляли 0.96 – 0.965, а значения  $\kappa$ , соответственно, 0.035 – 0.04, то есть они были в 7 – 8 раз меньше, чем в данный период времени [9]. Судя по видеосъемке в машинном зале станции, частоту около 2 Гц имели выбросы воды из разрушенного турбинного колодца [26].

Следует отметить, что в совершенно прямой трубе постоянного сечения без препятствий с параметрами водовода Саяно-Шушенской ГЭС собственная частота колебаний составила бы 2.51 Гц [9], а средняя величина между этой частотой и частотой собственных колебаний напорной системы на номинальном рабочем режиме (1.55 Гц) равна 2.03 Гц. К тому времени напорная система второго гидроагрегата уже была частично разрушена. Но у нее более-менее сохранился закрученный спиралью участок, после чего происходит ступенчатое изменение площади сечения, которое, вместе со вновь возникшими в водоводе во время инцидента отверстиями, создает большие гидравлические потери. Тогда из всего сказанного выше

следует, что потери полного давления около 0.7 и частота собственных колебаний 2.08 Гц для напорной системы в таком состоянии представляются вполне разумными величинами.

Большое количество колебаний с другими всевозможными частотами, что можно видеть на полной версии этого спектра [24], связано с различными аварийными режимами работы остальных восьми действовавших на тот момент времени гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС. Так что эти частоты уже не имеют прямого отношения к рассматриваемому в данной работе вопросу – построению модели запуска автоколебаний в напорной системе второго гидроагрегата, и здесь не рассматриваются. Можно отметить полное отсутствие заметных возмущений на частотах ниже 2 Гц.

#### **V – Амплитудная модуляция лопаточных колебаний затурбинным вихрем – «спусковой крючок» инцидента**

Было показано [9], что причиной инцидента со вторым агрегатом Саяно-Шушенской ГЭС, повлекшим за собой катастрофу на станции, явилось возбуждение гидроакустических автоколебаний в его напорном водоводе. Это произошло в зоне А' (см. рис. 1) при расходе воды бóльшем, чем ее расход на рабочем режиме (то есть на границе зон В и А'). В этом случае происходит практически неограниченный рост пульсаций давления в водоводе. Однако до сих пор оставалось неясным как останавливаемый гидроагрегат, уже попавший в правую часть зоны А, оказался в зоне А', то есть в области запрещенной работы. То, что второй гидроагрегат в начале развития процесса, который привел в итоге к отрыву турбиной крышки и вылету его примерно на 14 м вверх, был в зоне А (области не рекомендованной работы), демонстрируют тренды основных параметров агрегата, предоставленные компанией «Ракурс», создавшей его систему управления (см. рис. 13). На этом рисунке символы AI\_Y1 показывают открытие направляющего аппарата, то есть положение штока промежуточного сервомотора, AI\_PG (Г2-Р) – это активная электрическая мощность агрегата, XG1 – частота вращения турбины по сигналу датчика тахогенератора (см. [13], а также [14]). В отличие от рис. 7 – 12 время здесь московское. Кроме того, существует некоторая рассинхронизация этих трендов и представленных ранее амплитудных спектров, так как они записывались в не связанных друг с другом системах.

Из тренда положения штока промежуточного сервомотора, которое с точностью до «люфта» лопаток направляющего аппарата характеризует их положение, следует, что минимальная степень раскрытия направляющего аппарата во время инцидента составила не более 55 %. Вследствие чрезмерно низкой степени дискретизации регистрируемых данных, истинное положение этого штока в точке минимума, по-видимому, было еще на 1 – 2 % меньше, а каково в тот момент было реальное положение лопаток направляющего аппарата, вряд ли удастся когда-либо выяснить. Дело в том, что на индивидуальных приводах лопаток направляющего аппарата второго гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС «использовалась разомкнутая схема управления», и так называемые «люфты лопаток» по оценке ведущего специалиста компании «Ракурс» О. И. Башнина были «ужасными» [27]. Что-то подобное отмечалось и ранее – уже через 3 дня после катастрофы сообщалось, что во время среднего ремонта турбины, проходившего в феврале – марте 2009 года (см. [7]), при отладке новой системы управления лопатками направляющего аппарата «иногда» замечались их совершенно непонятные наладчикам «качания» [28].

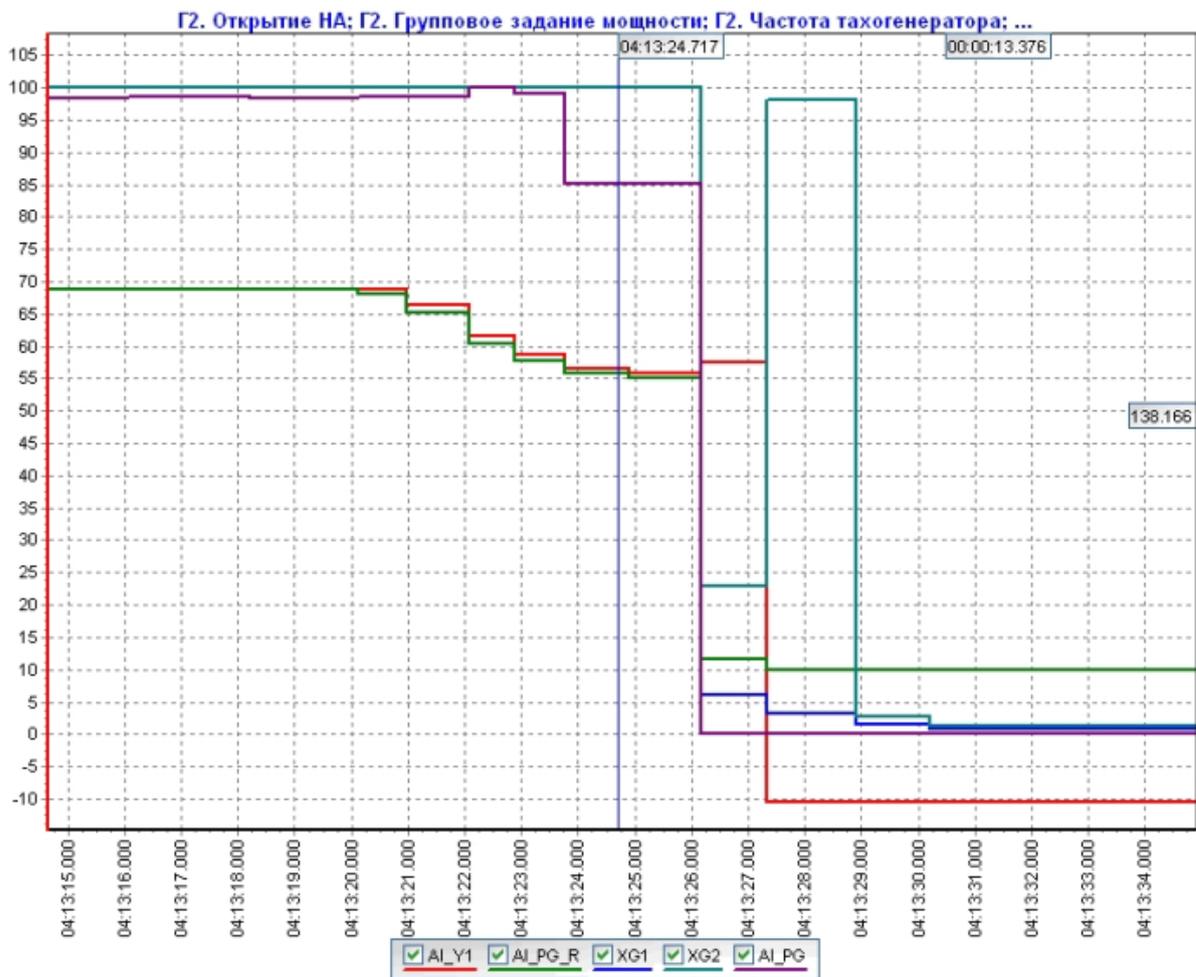


Рис. 13

Точка минимума безразмерной стационарной характеристики на границе между зонами А и В лежит при  $q \approx 0.68$  (см. рис. 1). Простой пересчет с использованием данных [3] показывает, что степень раскрытия направляющего аппарата в этой точке составляет 58 %. Таким образом, из данных компании «Ракурс» следует, что второй гидроагрегат в начале инцидента оказался примерно в точке  $q \approx 0.62$  стационарной характеристики (точка с кружком на рис. 1), то есть вошел в правую часть зоны А, где производная полного давления по расходу отрицательна. При этом агрегат во время своего движения по фазовой траектории, показанного синими стрелками, при постепенном закрытии направляющего аппарата, находился в синхронном режиме, так как частота вращения его ротора оставалась номинальной (см. рис. 13).

Так как следов отказов или поломок каких-либо датчиков, блоков или подсистем второго гидроагрегата в момент начала пульсаций давления в напорной системе не зафиксировано [13, 14, 16], остается предположить, что этот колебательный процесс начался на агрегате, исправность которого была не ниже, чем во все дни и часы, предшествующие инциденту. Как это уже многократно делалось ранее [9 – 12], вычислим индекс гидроакустической устойчивости напорной системы второго гидроагрегата в момент начала развития пульсаций в итоге приведшего к катастрофе.

Этот индекс  $\sigma$  вычисляется по формуле (2). В качестве частоты возбуждения  $\nu_p$  ранее рассматривались либо турбинная, либо вихревая частота. Проведем расчеты для момента начала развития пульсаций на втором гидроагрегате при адаптивных коэффициентах  $z = 2$  (зона А) и  $k_r = 0.5$  (агрегат с вибрациями, значительно превышающими «стандартные»). При турбинной частоте возбуждения  $\nu_p = \nu_r = 2.38$  Гц индекс устойчивости  $\sigma = 3.4$  (см. строку 1 таблицы), и ни о каком возбуждении автоколебаний в этой точке фазовой траектории агрегата на этой частоте и речи быть не может [9, 10]. Вихревая частота в зоне А составляет  $\nu_v = 0.4 - 0.5$  Гц с учетом ее разброса по различным агрегатам Саяно-Шушенской ГЭС [3]. Индекс устойчивости при возбуждении автоколебаний на вихревой частоте оказывается еще больше –  $\sigma = 6.0 \pm 0.4$  (см. строку 2 таблицы 2). Таким образом, прежние подходы (см. [9]) никак не объясняют рост пульсаций давления в напорной системе в данный период времени.

Таблица 2

n	ГЭС	h (м)	L <sub>1</sub> (м)	L <sub>2</sub> (м)	κ	N	v <sub>e</sub> (Гц)	θ	v <sub>p</sub> (Гц)	σ
1	СШ	212	241	28	0.073	1	1.685	20.6	2.38	3.4
2									0.45 ± 0.05	6.0 ± 0.4
3									1.54	0.7 ± 0.1
4	СШ	212	241	28	0.035	1	1.55	18.3	1.685	0.3
5									1.425 ± 0.025	0.3 ± 0.05
6	Нурекская	203	649	34.5	0.080	1	0.72	11.2	0.63 ± 0.07	0.55 ± 0.45
7	Нурекская	203	649	34.5	0.055	2	1.63	21.1	0.72	2.4

Поэтому вернемся к рассмотрению спектра сейсмических колебаний на входе в инцидент. Одна из частот выявленной там тетрады равна 1.54 Гц. При возбуждении напорной системы второго гидроагрегата пульсациями с этой частотой индекс гидроакустической устойчивости составит величину  $\sigma = 0.7 \pm 0.1$ , что свидетельствует о неустойчивости напорной системы на этой частоте и о возбуждении в ней растущих автоколебаний [9 – 12]. Сигнал с этой частотой зарегистрирован на сейсмограмме в надлежащий момент времени и, поэтому, реально существовал. Он входит в связанную операциями сложения и вычитания частот ранее уже упомянутую группу из четырех сигналов (тетраду).

Как известно, подобные соотношения между частотами имеют место при амплитудной модуляции сигналов, когда на сигнал более высокой (несущей) частоты  $\omega$  накладывается относительно низкочастотный сигнал с частотой  $\Omega$  [29]. Около века назад Л. И. Мандельштам наглядно демонстрировал амплитудную модуляцию и возникающий от нее резонанс именно акустических сигналов с помощью двух камертонов и колебаний собственной руки [30]. Если для простоты анализа будем полагать начальные фазы сигналов нулевыми, а сами сигналы гармоническими, тогда, как известно, спектр интенсивности  $I$  гармонических колебаний состоит из сигналов на трех частотах:  $\omega - \Omega$ ,  $\omega$ ,  $\omega + \Omega$ :

$$I \sim \cos \omega t + \frac{\Psi}{2} \cos [(\omega - \Omega) t] + \frac{\Psi}{2} \cos [(\omega + \Omega) t], \quad (3)$$

$$0 < \Psi < 1,$$

где  $\Psi$  – отношение интенсивности модулирующего сигнала к модулируемому.

Меньшая (модулирующая) частота  $\Omega$  ( $v_v = 0.49$  Гц) лежит в диапазоне возможных значений вихревых частот (0.4 – 0.5 Гц), и ее естественно отождествить именно с ней. Остается только идентифицировать колебания с большей (несущей) частотой. Они не связаны с удаленным землетрясением, модулируются колебаниями потока, вызванными прецессией затурбинного вихря, и зависят от характеристик потока. Наиболее естественно идентифицировать эти колебания как колебания лопаток направляющего аппарата [31]. Лопатки являются инерционными элементами колебательной системы, роль упругого элемента в которой играет гидросистема их привода. Ранее в статье уже приводились свидетельские показания, из которых следует, что именно после оснащения второго гидроагрегата в феврале – марте 2009 года новой системой управления вместе с новыми приводными механизмами жесткость этой колебательной системы стала низкой.

Амплитудная модуляция лопаточных колебаний вихревыми осуществлялась через изменение воздействия потока воды на лопатки вследствие колебаний давления и расхода потока, вызванных прецессией затурбинного вихря. Очевидно, что в отличие от идеализированного классического случая здесь существует и влияние колебаний лопаток направляющего аппарата на прецессию затурбинного вихря. Таким образом, можно говорить и о «модулировании» низкой частоты высокой. Кроме того, спектр записывался в течение 21 с при росте интенсивности затурбинного вихря практически от 0 до уровня, соответствующего прохождению середины области не рекомендованной работы, из-за чего на спектре, в отличие от случая модулирования гармоническим сигналом, видна и четвертая частота – частота модулирования  $\Omega$ . Из того, что амплитуда сигналов на частотах  $\omega - \Omega$  и  $\omega + \Omega$  близка к половине амплитуды сигнала на несущей частоте  $\omega$  (см. рис. 9), можно сделать вывод, что возмущения потока от колебаний лопаток и прецессии затурбинного вихря в среднем за время записи сигналов были близки по интенсивности (см. формулу (3)).

## VI – Механизм возникновения гидроакустического бустинга

Из-за ограниченности экспериментальной информации и сложной природы бустинга не существует надежных компьютерных моделей процессов бустирования [32].

Как было показано выше, амплитудная модуляция лопаточных частот вихревыми привела к появлению в спектре колебаний второго гидроагрегата Саяно-Шушенской ГЭС возбуждающей частоты  $\nu_p = \nu_a$ , которая оказалась достаточно близкой к частоте собственных колебаний ее напорной системы на режиме А (см. строку 3 таблицы 2). Индекс гидроакустической устойчивости  $\sigma = 0.7 \pm 0.1$ , при  $z = 2$  (зона А) и  $k_r = 0.5$  (вдвое более «шумный» агрегат, чем другие), что соответствует ранее определенным из натурных данных условиям возбуждения автоколебаний [9 – 12]. Логарифмический инкремент возрастания колебаний здесь оказывается близким к значению  $\beta \approx 1.4$ , так что за 2 периода, то есть, примерно, за 1.2 с, амплитуда пульсаций давления и расхода, удваивается.

Когда в результате этого на пике пульсаций расхода гидроагрегат попадает в зону А' (см. красную стрелку на рис. 1), запускается новый процесс автоколебаний. За то, чтобы стать источником его возбуждения, могли бы конкурировать как первый автоколебательный процесс (см. строку 4 таблицы 2), так и прямое вихревое возмущение в зоне А', которое уже рассматривалось ранее [9 – 12] (см. строку 5 таблицы 2). В обоих случаях индексы гидроакустической устойчивости (при  $z = 1$  и  $k_r = 0.5$ ) оказываются примерно равными. Однако, для того, чтобы затурбинный вихрь изменил бы направление прецессии на противоположное и вышел бы на установившийся режим, характерный уже для зоны А', требуется некоторое время, которого в этом случае не было. Так что источником возбуждения второго процесса автоколебаний мог быть только первый автоколебательный процесс.

По аналогии с другими случаями, когда сначала запускается менее мощный процесс, в результате которого создаются условия для возникновения процесса существенно более мощного, назовем описанное в этой работе явление гидроакустическим бустингом. В качестве наиболее известного до сих пор явления такого типа можно назвать значительное увеличение мощности ядерного боеприпаса путем возбуждения в нем процесса слияния легких ядер дейтерия и трития с помощью предварительного запуска реакции деления урана или тяжелых трансураниевых элементов [32].

Если же описывать гидроакустический бустинг на языке нелинейных колебаний, то его можно называть «перекрытием резонансов». Теперь остается только объяснить, почему процесс гидроакустического бустинга не пошел при аварии первого агрегата Нурекской ГЭС 9 июля 1983 года, и турбинная крышка там оторвалась только частично, а агрегат остался практически на своем прежнем месте. Основные параметры того процесса развития автоколебаний в зоне А показаны в строке 6 таблицы 2 при  $z = 2$  (зона А) и  $k_r = 0.5$  (работа агрегата на запроектом режиме). Если в качестве возмущающей частоты в зоне А' ( $z = 1$ ,  $k_r = 0.5$ ) взять собственную частоту первого процесса, то индекс устойчивости  $\sigma$  второго процесса окажется равным 2.4, что находится глубоко в области гидроакустической устойчивости агрегата (см. строку 7 таблицы 2). Таким образом, автоколебательный процесс в зоне А' на этих частотах быть запущен не мог, и, поэтому, гидроакустический бустинг на Нурекской ГЭС оказался невозможным. Вследствие этого авария там не переросла в катастрофу.

Из сделанных выше оценок устойчивости следует, что другие гидроагрегаты Саяно-Шушенской ГЭС, коэффициент состояния которых  $k_r$  равен 1, при попадании в зону А' (в область запрещенной работы) также как и второй агрегат, были бы разрушены (см. строку 4 таблицы 1). Однако индексы их устойчивости  $\sigma$  в зоне А при коэффициенте  $z$ , равном 2, были бы около  $1.4 \pm 0.2$ , что говорит об их гидроакустической устойчивости там. Следовательно, в той ситуации, в которой 17 августа 2009 года произошел инцидент со вторых гидроагрегатом, с другими агрегатами этой станции подобного бы, по-видимому, не случилось.

### Выводы

1. Никаких отказов или поломок датчиков, блоков или подсистем второго гидроагрегата на момент начала процесса, который привел к катастрофе на Саяно-Шушенской ГЭС, не зафиксировано.
2. Сопоставление расчетных значений индекса устойчивости  $\sigma$  с натурными данными, полученными при инцидентах на Саяно-Шушенской и Нурекской ГЭС, позволило ввести и определить значения эмпирических адаптационных коэффициентов, учитывающих особенности обтекания ротора турбины в зависимости от зоны течения и состояния гидроагрегата.
3. На сейсмограмме ближайшей к ГЭС сейсмостанции «Черемушки» в начале этого процесса зарегистрирован сигнал с частотой 1.54 Гц, интенсивность которого достаточна для возбуждения

- автоколебаний в напорной системе второго гидроагрегата с собственной стартовой частотой 1.685 Гц.
4. Возникновение этого сигнала объясняется амплитудной модуляцией колебаний лопаток направляющего аппарата гидроагрегата возмущениями потока, вызванными прецессией затурбинного вихря.
  5. Возмущение с частотой 1.54 Гц возбудило в напорной системе гидроагрегата автоколебания в зоне А (в области не рекомендованной работы).
  6. Рост возмущений давления и расхода воды при развитии этого первого процесса автоколебаний привел к попаданию гидроагрегата в зону А' (в область запрещенной работы).
  7. Близость частот первого процесса автоколебаний и собственных колебаний напорной системы в области запрещенной работы привела там к гидроакустическому резонансу и возбуждению второго автоколебательного процесса, рост интенсивности которого оказался ограничен только прочностью элементов напорного контура гидроагрегата.
  8. Таким образом, механизмом запуска катастрофических пульсаций давления в напорной системе агрегата Саяно-Шушенской ГЭС стал гидроакустический бустинг – возбуждение сначала первого, более слабого автоколебательного процесса, создающего условия для запуска второго, разрушительного процесса автоколебаний.
  9. По результатам предварительных оценок гидроакустический бустинг, вызвавший катастрофу на Саяно-Шушенской ГЭС, мог произойти только на втором гидроагрегате, вследствие того, что он создавал в напорной системе значительно большие возмущения, чем другие агрегаты этой станции.

#### Ссылки

1. Бомбардировщики (Comin' in on a Wing and a Prayer). Популярная песня экипажей бомбардировочной авиации Второй мировой войны // [http://www.bisound.com/index.php?name=Files&op=view\\_file&id=8882628](http://www.bisound.com/index.php?name=Files&op=view_file&id=8882628)
2. Б. Сирожев: Авария на Нуреке в 1983 году не была засекречена. *CAWATERinfo*, 26.10.2009 // <http://www.cawater-info.net/news/10-2009/26.htm>
3. 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>
4. В. Б. Курзин – Низкочастотные собственные акустические колебания в проточной части гидротурбин. *ПМТФ*, 1993, N 2.
5. В. Л. Окулов, И. М. Пылев – Неустойчивость напорных систем. *Доклады Академии наук, Энергетика*, 1995, том 341, N 4.
6. В. Х. Арм, В. Л. Окулов, И. М. Пылев – Неустойчивость напорных систем гидроэнергоблоков. *Известия Академии Наук, Энергетика*, 1996.
7. Акт технического расследования причин аварии, произошедшей 17 августа 2009 года в филиале Открытого Акционерного Общества «РусГидро» – «Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожного» // [http://www.gosnadzor.ru/news/aktSSG\\_bak.doc](http://www.gosnadzor.ru/news/aktSSG_bak.doc)
8. Ю. И. Лобановский – Технические причины катастрофы на Саяно-Шушенской ГЭС (итоги расследования). *Synerjetics Group*, ноябрь 2009 // <http://synerjetics.ru/article/catastrophe.htm>
9. Ю. И. Лобановский – Критерий возбуждения гидроакустических автоколебаний напорной системы. *Synerjetics Group*, январь – февраль 2010 // <http://synerjetics.ru/article/excitation.htm>
10. Ю. И. Лобановский – Гидроакустическая устойчивость гидроаккумулирующих станций. *Synerjetics Group*, январь 2010 // <http://synerjetics.ru/article/stability.htm>
11. Ю. И. Лобановский – Отражает ли теория резонансного возбуждения автоколебаний напорных систем реальность? *Synerjetics Group*, март 2010 // <http://synerjetics.ru/article/theory.htm>
12. Ю. И. Лобановский – Сопоставление расчетных и натурных данных в области гидроакустической неустойчивости напорных систем и на переходных режимах. *Synerjetics Group*, май 2010 // <http://synerjetics.ru/article/comparison.htm>
13. О. И. Башнин – Об интерпретации событий на Саяно-Шушенской ГЭС (2009 г.). *ООО «НПФ «Ракурс»* // <http://www.rakurs.com/press/publications/detail.php?ID=1374>
14. Ю. И. Лобановский – О поводе и причине катастрофы на Саяно-Шушенской ГЭС. *Synerjetics Group*, январь 2010 // <http://synerjetics.ru/article/reasons.htm>
15. Г. А. Тримасов – Частное сообщение. 10.09.2009
16. Р. З. Хамитов – Частное сообщение. 26.01.2010
17. Ф. Л. Коган – Частное сообщение. 15.05.2010
18. В. Л. Окулов – Прецессия винтового вихревого жгута как возбудитель резонансов в напорных системах. *Выписка из протокола семинара Института теплофизики*, 20.11.2009.
19. «Водная карта», нелегальные мечети и дружба с Туркменией: Таджикистан за неделю. *REGNUM*, 28.03.2007 // <http://www.regnum.ru/news/803255.html>

20. О. А. Муравьев – Авария на СШГЭС и проблемы мониторинга на крупных ГЭС. Доклад на научно-технической конференции «Авария на Саяно-Шушенской ГЭС – уроки и последствия», 23 ноября 2009 года // <http://hydropower.ru/index.php?pid=58>
21. Форум *drom.ru*, 05.09.2009 // <http://forums.drom.ru/1076508741-post11452.html>
22. Форум *drom.ru*, 04.09.2009 // <http://forums.drom.ru/1076464980-post23.html>
23. В. С. Селезнев – Частное сообщение. 17.05.2010
24. В. С. Селезнев – Что происходило на Саяно-Шушенской ГЭС до, в момент и после аварии (Интерпретация сейсмологических и инженерно-сейсмологических данных). Доклад на совещании «Технические причины и уроки катастрофы на Саяно-Шушенской ГЭС», 10.02.2010.
25. В. В. Остапенко – Частное сообщение. Апрель 2010.
26. Саяно-Шушенская ГЭС, видео, в машинном зале // [http://www.youtube.com/watch?v=KDBwvot3tE&feature=Playlist&p=497CDB0BFEB30E4A&playnext\\_from=PL&playnext=1&index=2](http://www.youtube.com/watch?v=KDBwvot3tE&feature=Playlist&p=497CDB0BFEB30E4A&playnext_from=PL&playnext=1&index=2)
27. О. И. Башнин – Выступление на совещании «Технические причины и уроки катастрофы на Саяно-Шушенской ГЭС», 10.02.2010.
28. Г. Щербатов – Катастрофа на Саяно-Шушенской ГЭС: За информацию начали сажать. *Агентство Русской Информации* // <http://www.ari.ru/doc/?id=3320>
29. Г. С. Горелик – Колебания и волны: введение в акустику, радиофизику и оптику. Москва, Государственное издательство физико-математической литературы, 1959.
30. Г. С. Горелик – Л. И. Мандельштам и учение о резонансе. *Академик Л. И. Мандельштам. К 100-летию со дня рождения*. Москва, Наука, 1979.
31. В. Н. Тарасов – Вибрации и гидродинамическая устойчивость гидроагрегата, 2009 // <http://www.diamech.ru/notes03112009.html>
32. И. А. Андрушин, А. К. Чернышев, Ю. А. Юдин – Угрошение ядра. Саранск, Красный Октябрь, 2003 // <http://www.npc.sarov.ru/issues/coretaming.html>

Благодарю Ф. Л. Когана, В. С. Селезнева, Д. В. Степанова и О. В. Федяева за полезное участие в этой работе, оказавшее влияние на ее результаты.

20.05.2010, 02.09.2011

Ю. И. Лобановский