

**ОБЩИЕ ВОПРОСЫ
И ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ**

Об обеспечении надёжности
в электроэнергетике

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Сжигание природного газа
в слабозкранированной топке
котла Бабкок–Вилькоккс с подовыми
щелевыми горелками

Современные технологии
и оборудование подготовки
твёрдого топлива

Результаты испытаний котла
П–67 блока 800 МВт

Особенности профилирования
регулирующих органов
с требуемой пропускной
характеристикой

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Эксплуатационный контроль
технического состояния
гидроагрегатов

**ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ
И ПОДСТАНЦИЙ**

Система управления возбуждением
асинхронизированного
компенсатора АСК–100–4

Автоматическое определение
номера ступени трансформаторов,
регулируемых под нагрузкой

ЭНЕРГЕТИКИ ОБСУЖДАЮТ

Использование статистической
информации по энергооборудованию
для улучшения его эксплуатационных
показателей

ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

Внедрение метода консервации
осушенным воздухом водогрейного
котла КВГМ–100–150

ХРОНИКА

Новости электротехнических
и электроэнергетических компаний

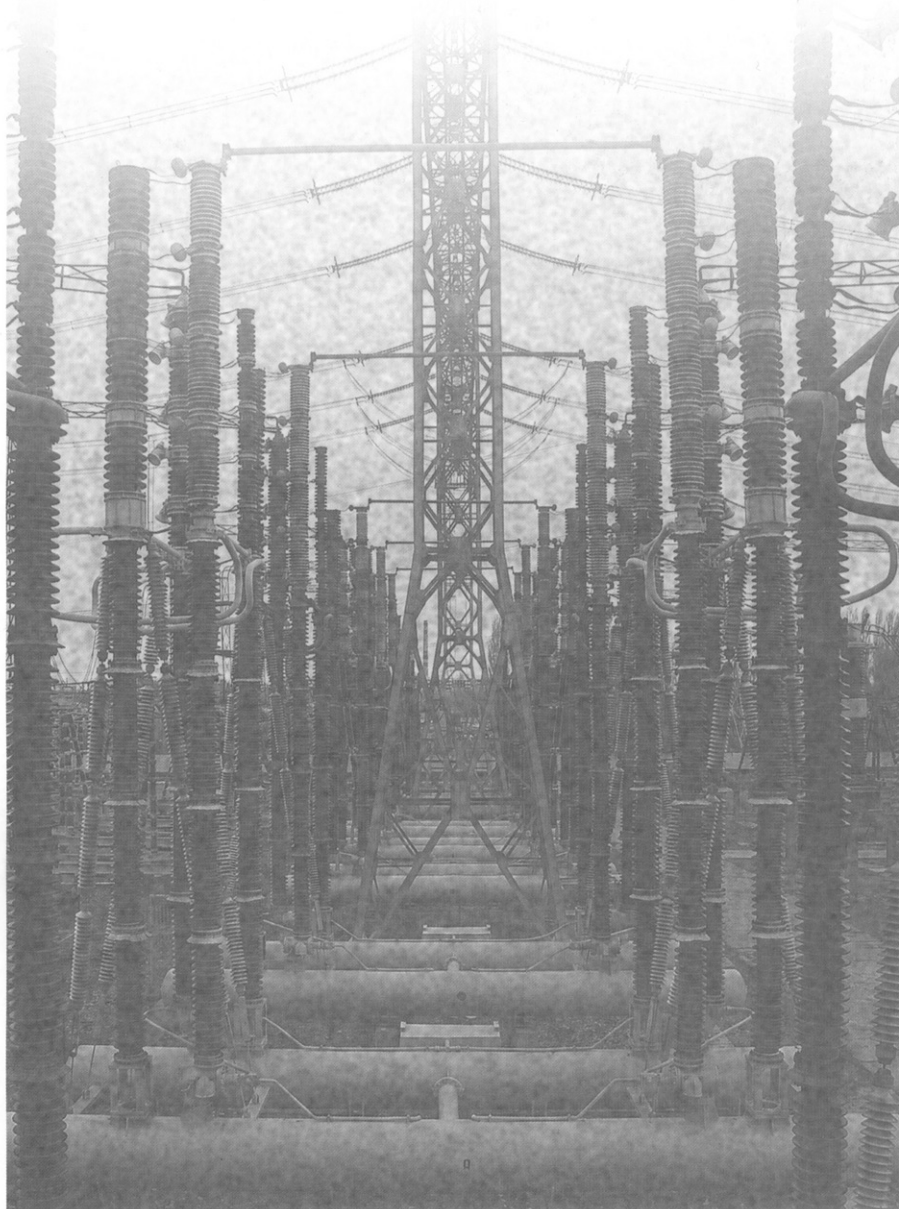
ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

СТАНЦИИ

ISSN 0201-4564

2010 6



Эксплуатационный контроль технического состояния гидроагрегатов

- Трунин Е. С.¹, канд. техн. наук, ООО “ДИАМЕХ 2000”
- Скворцов О. Б., канд. техн. наук, ООО “ДИАМЕХ 2000”

Рассмотрено использование системы мониторинга, предназначенной для контроля состояния гидроагрегатов по вибрационным, механическим и магнитным характеристикам, в различных режимах эксплуатации. Приведены результаты сопоставительного анализа для агрегатов одного и разных типов, полученные с использованием комплекса стационарного контроля и диагностики “АЛМАЗ-7010-ГЭС” и новых датчиков, разработанных фирмой “ДИАМЕХ 2000”.

Ключевые слова: гидроагрегат, вибрация, воздушный зазор, форма ротора, эксплуатационный контроль.

Современный этап гидроэнергетики характеризуется ростом количества оборудования, отработавшего свой ресурс, что требует его модернизации и замены. При ограниченности средств, в особенности в период кризиса и посткризиса, отчетливо просматривается тенденция сокращения финансирования ремонтных работ, в том числе регламентных, что приводит к локальным или крупным авариям.

В этих условиях определение объемов ремонта и особо критических точек гидроагрегата (ГА) по его фактическому состоянию на основе объективных данных, получаемых в процессе эксплуатации, становится особенно актуальным.

Потребность в полномасштабной аппаратуре, которая, кроме виброконтроля и мониторинга опорных элементов конструкций, боя валов, подпятника, крышки турбины, подшипников турбины и генератора, обладала бы возможностями расширенной диагностики (эксплуатационного контроля формы “ротор-статор” и др.), востребована и необходима.

Фирма “ДИАМЕХ 2000”, один из основных поставщиков мобильных и стационарных средств вибродиагностики, предприняла серьезные усилия для создания стационарной аппаратуры “АЛМАЗ-7010-ГЭС” для гидроэнергетики (рис. 1).

Внедрению систем “АЛМАЗ-7010-ГЭС” на коммерческой основе предшествовала установка за счёт собственных средств полномасштабных комплексов на специально отобранных ГЭС, имеющих самые сложные условия работы. В качестве таковых были выбраны:

Загорская ГАЭС с генераторами 200 МВт, имеющая режимы (генераторный – РГ, насосный – РН, режим синхронного компенсатора, с перехо-

дом как из режима генератора – СКг, так и из режима насоса – СКн) с большими динамическими нагрузками и частыми пусками (проектное число пусков генератора-двигателя в течение года не менее 1400, число переходных процессов в течение года до 2750);

Саратовская ГЭС, агрегаты которой имеют самые низкие обороты в мире (50 об/мин, 0,83 Гц).

Системы “АЛМАЗ-7010-ГЭС” в настоящее время эксплуатируются на Загорской ГАЭС, Саратовской, Волховской, Зарамагской, Кашхатау ГЭС и в текущем году будут введены в строй на двух агрегатах Зеленчукской ГЭС.

В системе “АЛМАЗ-7010-ГЭС” использованы оригинальные аппаратные технические решения, обеспечивающие построение высоконадежной многофункциональной системы контроля гидрогенераторов.

Для этой системы специально разработаны низкочастотные датчики абсолютной вибрации высокой чувствительности РА-059, с низким уровнем шума в герметичном исполнении, что позволяет использовать их, начиная с частот ниже 0,5 Гц в местах, которые могут затапливаться водой.

Другой пример датчиков, специально разработанных для контроля состояния генераторов, – это комбинированные датчики воздушного зазора и магнитного поля, обеспечивающие синхронный сбор данных о механической форме ротора (бое полюсов), а также о состоянии обмотки возбуждения (электромагнитной формы ротора – магнитных потоков каждого полюса), что позволяет контролировать динамические изменения ротора в различных режимах работы гидроагрегата.

Датчики и соответствующие каналы измерения обеспечивают исключительно высокую помехоустойчивость при проведении измерений вследствие использования полностью пассивного принци-

¹ Трунин Евгений Степанович: trunin@diamech.ru

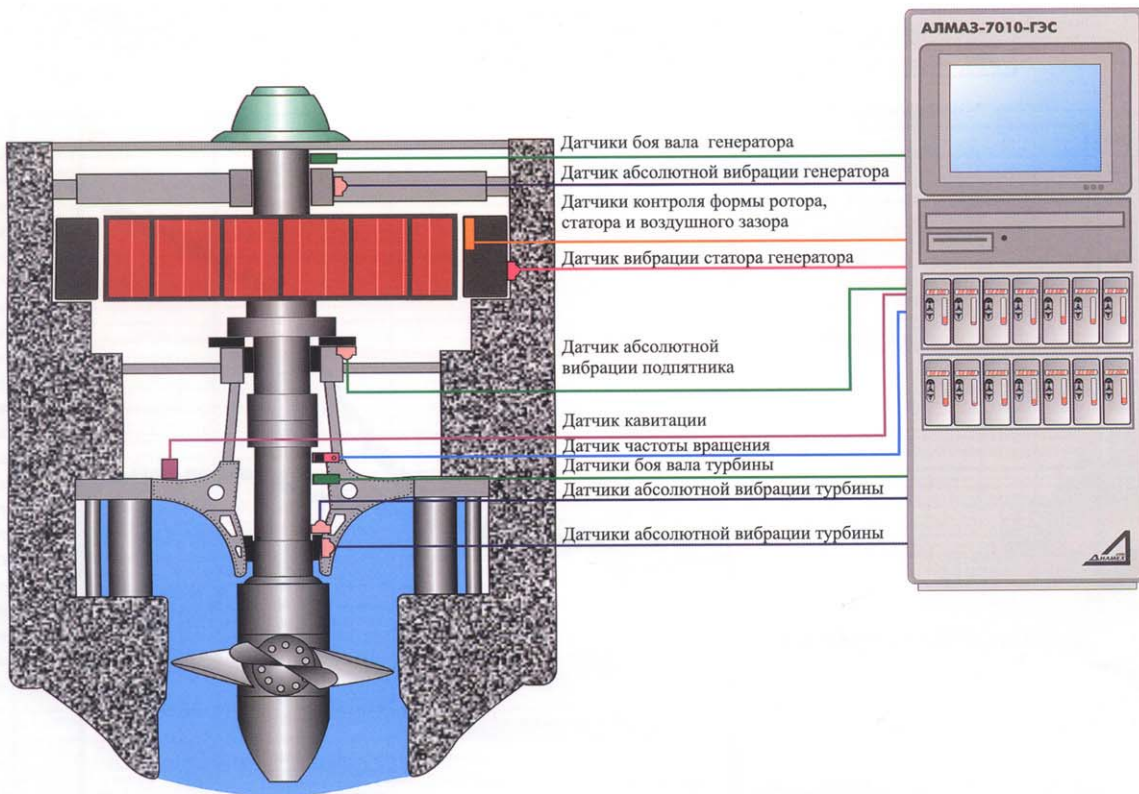


Рис. 1. Схема гидроагрегата и места установки датчиков комплекса “АЛМАЗ-7010-ГЭС”

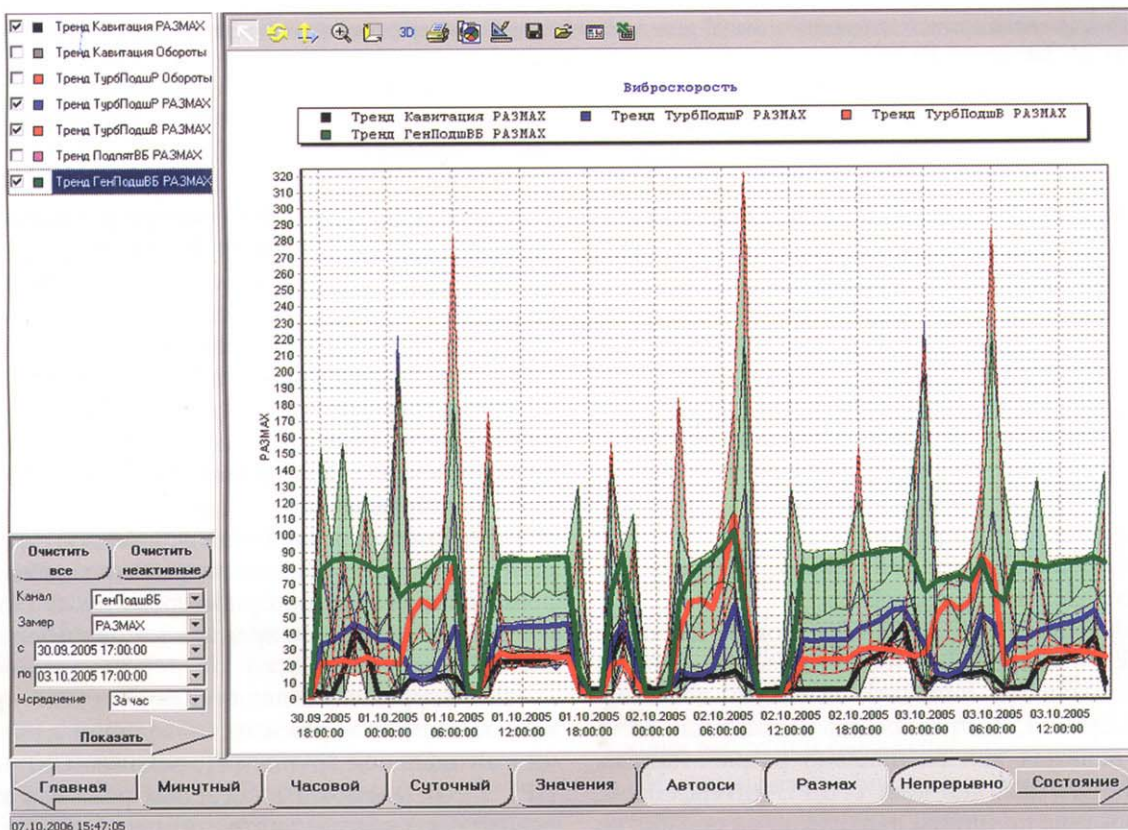


Рис. 2. Тренды средних (за 1 ч) и мгновенных значений (выбросов) вибрации гидроагрегата ГАЭС на разных режимах: дневное время – генераторный режим и режим СКГ; ночное время – насосный режим; зелёная линия – генераторный подшипник в радиальном направлении; синяя – турбинный подшипник в радиальном направлении; красная – крышка турбины в вертикальном направлении; чёрная – спиральная камера (кавитация); размах – в микрометрах

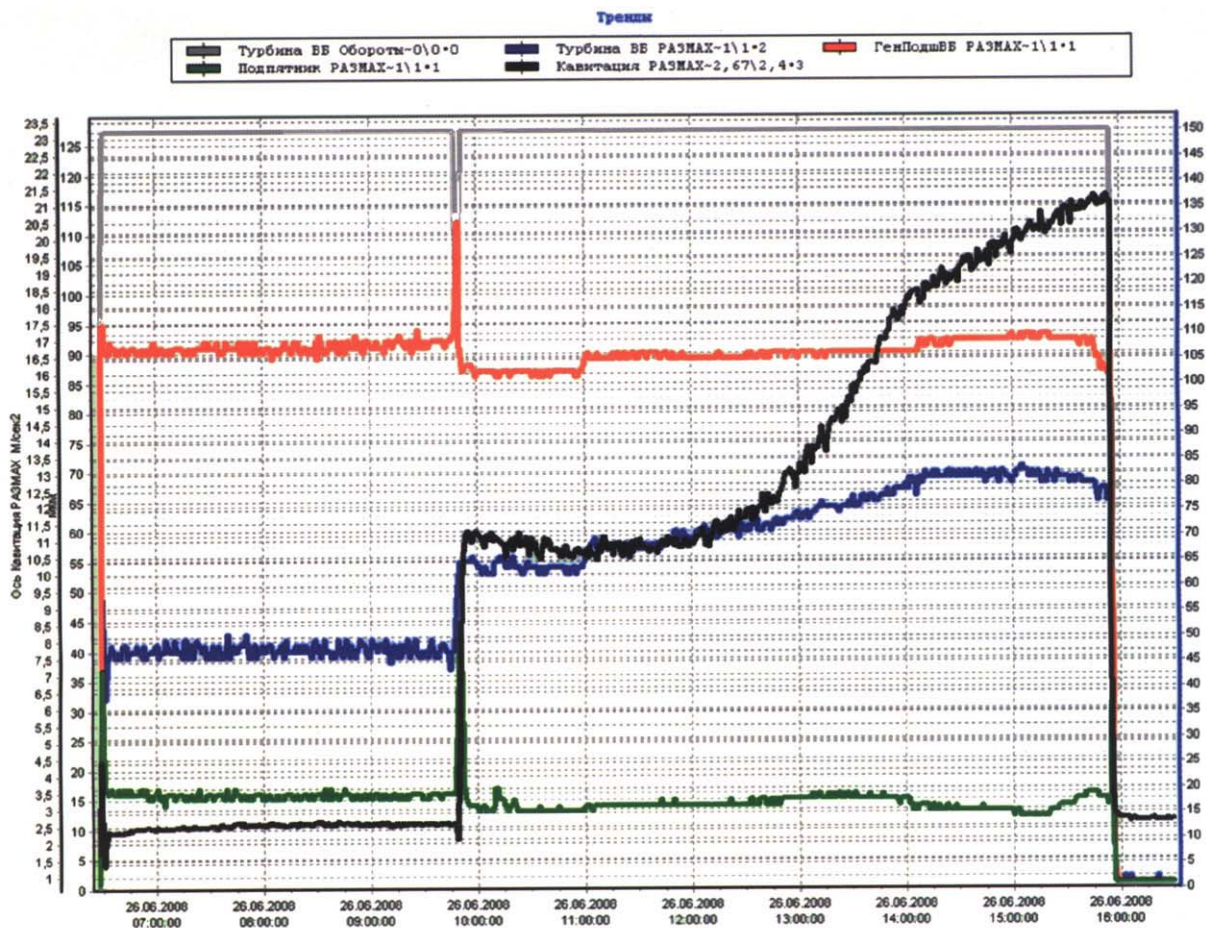


Рис. 3. Синхронный компенсаторный (с 6 ч 27 мин до 9 ч 50 мин) и генераторный (с 9 ч 50 мин до 15 ч 50 мин) режимы работы ГА Загорской ГАЭС:

левые оси – размах для всех подшипников, мкм; ускорение кавитации, м/с^2 ; правая ось – частота вращения, об/мин; перевод из режима в режим соответствует некоторому провалу числа оборотов; зелёная линия – подпятник; синяя – турбинный подшипник; чёрная – кавитация; красная – генераторный подшипник; серая – частота вращения турбины

па работы датчика, дифференциальной измерительной схемы, фильтрации и синхронной демодуляции измерительных сигналов.

Разработанные технические решения не уступают зарубежным аналогам и соответствуют мировому уровню [1 – 3].

Использование в “АЛМАЗ-7010-ГЭС” для обработки сигналов в каждом из каналов независимых модулей, реализующих аналоговую и цифровую обработку, индикацию вывода аналоговых и цифровых сигналов и релейную защиту с питанием от резервированных источников, обеспечивает высокую надёжность комплекса.

Параллельная обработка сигналов от датчиков в модуле по нескольким измерительным трактам даёт возможность получить высокую достоверность измерений, контролировать исправность всего канала, включая как специально разработанные, так и стандартные датчики с IEPЕ-интерфейсом. Использование принципа параллельной обработки обеспечивает получение высокого разрешения как по динамическому диапазону, так и по частоте.

Далее приводятся некоторые примеры использования аппаратуры “АЛМАЗ-7010-ГЭС”.

Загорская ГАЭС. На станции в течение 5 лет функционирует “АЛМАЗ-7010-ГЭС” (опытный комплекс), на котором получена большая база данных о состоянии агрегата за эти годы. По предложению станции на основании накопленных сведений проведена диагностика оборудования ГАЭС.

Многообразие режимов работы хорошо отражается с помощью аппаратуры комплекса “АЛМАЗ-7010-ГЭС”. В качестве иллюстрации на рис. 2 изображены тренды вибрации генераторного и турбинного подшипников, крышки турбины и спиральной камеры в разных режимах работы гидроагрегата (в генераторном режиме и режимах СКг, СКн – в дневное время; в насосном режиме – в ночное время).

Для корректного анализа необходимо сравнивать идентичные режимы, объединив каждый из них в отдельной группе (ГР, режимы СКг и СКн, НР), а учитывая, что в насосных режимах агрегат вращается в обратную сторону, необходимо также идентифицировать направление вращения. С помощью дополнительных устройств и программных средств эти вопросы в коммерческих поставках систем были решены. Появилась возмож-

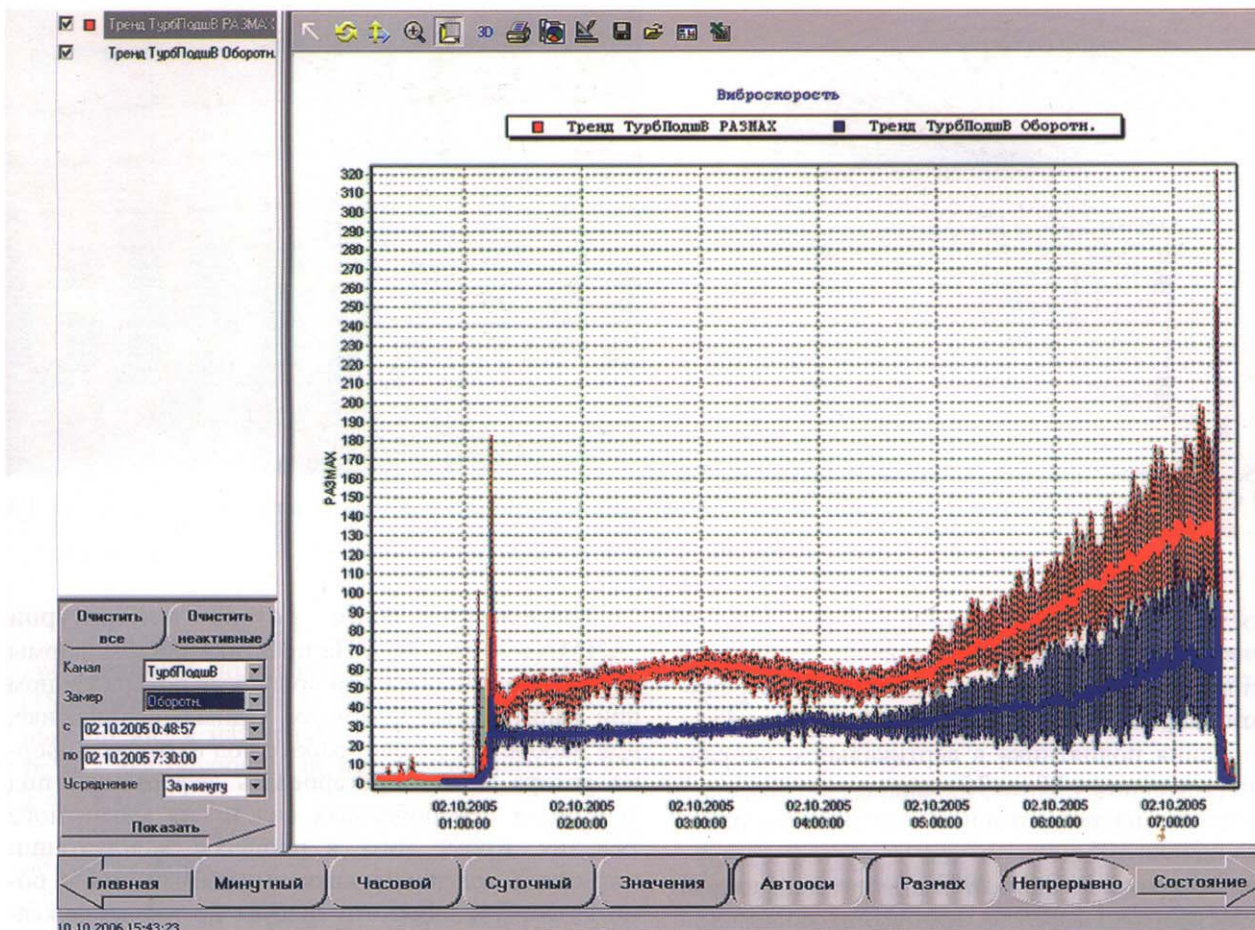


Рис. 4. Тренд вибрации корпуса турбинного подшипника в насосном режиме (средние и мгновенные значения): синяя линия – оборотная составляющая

ность создавать на обратимых агрегатах ГАЭС стандартные “вибропортреты” для различных режимов и, в случаях отклонений от них, подавать сигналы эксплуатационному персоналу.

Система “АЛМАЗ-7010-ГЭС” предоставляет необходимые возможности для реализации алгоритмов диагностики разной степени сложности.

Генераторный режим и режим синхронного компенсатора. В результате сравнения вибростояния при переходах с генераторного режима на режим синхронного компенсатора и обратно, с режима СКг на ГР (рис. 3), получено, что на подшипнике генератора вибрация в радиальном направлении несущественно меняется при переводе с ГР на режим СКг и обратно и определяется в основном оборотной составляющей (дисбалансом ротора генератора), то тогда как на турбинном подшипнике вибрации в радиальном направлении в первом случае резко падают (поскольку агрегат работает в безводном режиме), а при обратном переходе с режима СКг в ГР возрастают.

Влияние асимметрии гидравлических сил хорошо просматривается по датчику кавитации, установленному на спиральной камере, который при переходе с режима СКг на ГР показал рост виброускорения с 2 до 22 м/с².

Высокочастотные составляющие, которые, по нашему мнению, характеризуют уровень эффектов кавитации при переходе с режима СКг на ГР, резко возрастают.

Использование высокочастотного датчика является информативным средством обнаружения неудовлетворительных обтеканий направляющего аппарата и рабочего колеса и шумов, связанных с несовершенством гидравлических режимов, в частности кавитации.

Существенная разница вибрации в режиме СКг и под нагрузкой показывает наличие резервов по улучшению гидродинамики рабочей камеры и рабочего колеса.

Насосные режимы. В процессе работы в насосном режиме вибрация крышки турбины возрастала, достигая недопустимых значений, что было связано с ростом напора – увеличением уровня в верхнем бьефе (рис. 4).

Изменения по суммарному значению виброперемещения были следующими:

вибрация крышки турбины в вертикальном направлении возрастала с 40 мкм в начале насосного режима до 140 мкм в конце насосного режима. Согласно нормативным документам [4 – 6], агрегат

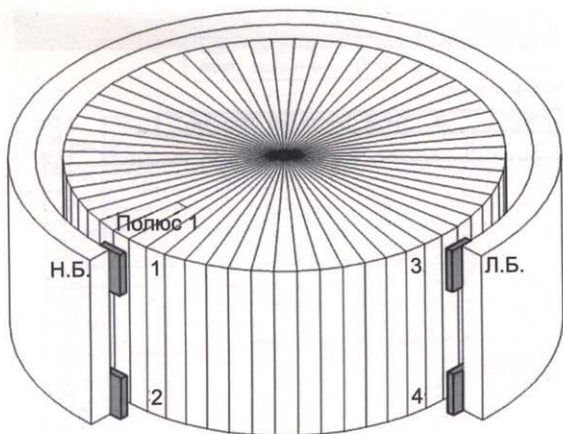


Рис. 5. Установка датчиков воздушного зазора на ГА № 19 Саратовской ГЭС:

Н. Б. – нижний бьеф; Л. Б. – левый берег

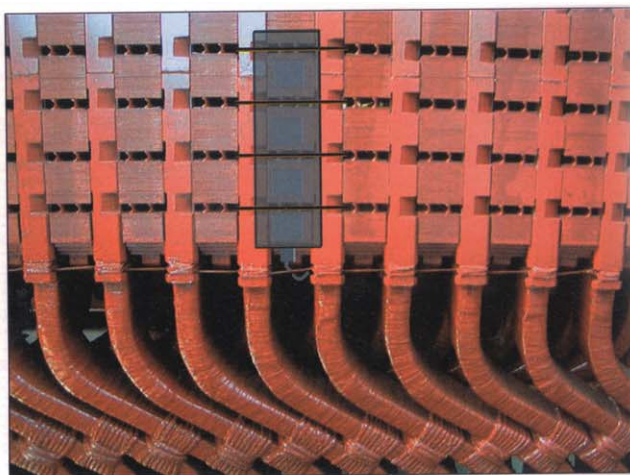


Рис. 6. Установка датчиков воздушного зазора на ГА № 5 Загорской ГАЭС

из состояния “отлично” переходил в состояние “недопустимо”;

вибрация на турбинном подшипнике в радиальном направлении возрастала с 15 до 55 мкм;

вибрация подпятника в вертикальном направлении изменялась с 20 до 75 мкм;

вибрация на генераторном подшипнике изменялась с 70 до 105 мкм.

На Загорской ГАЭС с 2002 г. в автоматическом режиме работает система коррекции положения направляющего аппарата по напору.

Учитывая характер тренда (рис. 4), есть основания для оптимизации режима работы корректора.

Режимы пуска-останова, переходные режимы работы. При изменении режимов отмечаются мгновенные (динамические) изменения, которые хорошо фиксируются аппаратурой, поскольку, хотя их действие и кратковременно, они имеют большую энергетическую составляющую (см. рис. 2).

Согласно действующим РД, переходные режимы не нормируются, однако, как показывает расчёт, при числе переходных режимов, равном 2750, негативные воздействия на статорные элементы, крепления и фундамент весьма существенны.

Представляется оправданным поэтому начать мониторинг переходных режимов, анализ их влияния на статорные элементы и фундамент сооружений.

Для этого прежде всего необходимо установить дополнительные датчики не вибрационной природы (электронные датчики наклонов осей сооружений) с вводом сигналов в стойку виброконтроля. (Такая практика имеет место при оценке динамики пусков и остановов турбоагрегатов ТЭС и АЭС при трудностях расширения относительно фундамента).

Накопленная база позволит начать как разработку мероприятий по уменьшению уровня ударных воздействий, так и процесс оптимизации переходных режимов.

Мониторинг форм ротора аппаратурой “АЛМАЗ-7010-ГЭС”. На практике замеры формы ротора производятся при провороте ротора краном при капитальных ремонтах. Однако в динамике, при наборе оборотов и работе под нагрузкой, форма ротора может претерпевать деформации под действием центробежных сил и сил магнитного тяжения. Кроме того, в процессе эксплуатации возможны появления витковых замыканий в обмотке возбуждения, что требует не только фиксации, но и привязки к полюсу, что важно при анализе причин вибрации агрегата.

Аппаратура “АЛМАЗ-7010-ГЭС” позволяет в динамике контролировать бой полюсов и по характеру формы ротора определять как отдельные смещения полюсов, так и деформации обода ротора, что является важным для практики ремонтов, а также при анализе особенностей конструкции.

На рис. 5 и 6 показано размещение комбинированных датчиков воздушного зазора и магнитного поля ротора на гидроагрегатах Саратовской ГЭС и Загорской ГАЭС, с помощью которых определяются бой полюсов (механическая форма ротора) и магнитные потоки полюсов (электромагнитная форма ротора) на разных режимах. Данные представляются как в прямоугольных, так и в полярных координатах.

Саратовская ГЭС, генератор № 19. С 2005 г. на Саратовской ГЭС на ГА № 19 в опытной эксплуатации находится система виброконтроля “АЛМАЗ-7010-ГЭС”, соответствующая [5]; объём аппаратуры приведён в таблице.

Расширенная комплектация аппаратуры позволяет просматривать орбиты перемещения валов, обнаруживать отклонения в работе подшипников, определять направление с наибольшим боем вала, по спектрам вибрации железа статора прогнозировать дефекты ротора генератора.

На рис. 7, 8 показаны формы ротора генератора.

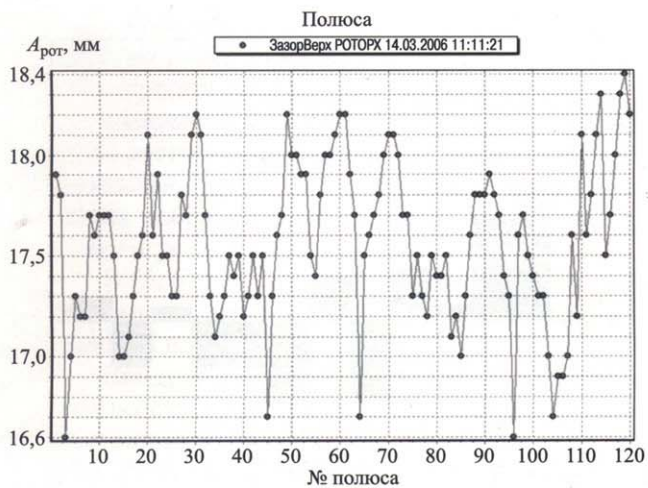


Рис. 7. Воздушные зазоры между полюсами ротора и статором $A_{рот}$ ГА № 19 Саратовской ГЭС под нагрузкой

Как видно из рис. 7, наибольший зазор между проходящими полюсами и датчиком на статоре (18,4 мм) приходится на полюс № 119 – утопленный полюс, а наименьший (16,6 мм) – на полюс № 96 – выступающий полюс, причём разница боёв $\lambda = 1,8$ мм.

Искажение формы ротора по известной формуле составляет

$$\Delta_{рот} = \frac{A_{рот.макс} - \delta_{рот.ср}}{\delta_{рот.ср}} \cdot 100 = \frac{18,4 - 17,6}{17,6} \cdot 100 = 4,5\%.$$

Согласно регламентирующему документу [6] (который вошёл в стандарт [4]), искажение формы ротора под нагрузкой по верхнему сечению в ди-

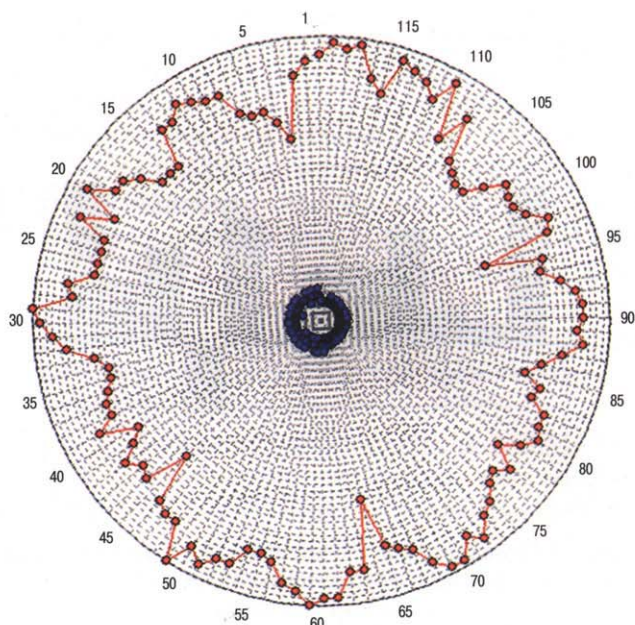


Рис. 8. Механическая (красный цвет) и электромагнитная (синий цвет) формы ротора ГА № 19 Саратовской ГЭС

намике превышало предельно допустимое значение, равное 3%. Следует заметить, что контроль формы ротора только по среднему сечению является недостаточным, поскольку не отображает перекосы полюсов, при которых средняя часть может находиться на средней окружности, тогда как верхние и нижние сечения симметрично смещены, вызывая асимметричные вибрации верха и низа статора (это замечание относится и к искажению магнитных потоков).

| Датчики | Число, шт. | Место установки |
|--|------------|---|
| Датчики боя вала | 4 | В районе генераторного и турбинного подшипников в двух взаимно перпендикулярных направлениях |
| Датчик абсолютной вибрации генератора | 1 | В районе генераторного подшипника в радиальном направлении |
| Датчики абсолютной вибрации турбины | 2 | В районе турбинного подшипника в радиальном и вертикальном направлениях |
| Датчик абсолютной вибрации подпятника | 1 | В осевом направлении |
| Высокочастотный датчик кавитации | 1 | На спиральной камере в радиальном направлении |
| Датчик частоты вращения | 1 | В районе генераторного подшипника |
| Датчики на активном железе статора | 3 | На металлических клиньях, на которых шихтуется железо статора |
| Датчики контроля формы ротора, статора и воздушного зазора | 4 | На статоре в воздушном зазоре на стороне нижнего бьефа и левого берега в верхнем и нижнем сечениях. Установка датчиков согласована с “РУСЭЛПРОМ-Инжиниринг” |
| Датчики электромагнитной формы ротора | 4 | Совмещены с датчиками контроля формы ротора, статора и воздушного зазора |
| Крейты с цифровым и индикаторным отображением уровня сигнала, поступающего от датчиков | 17 | В промышленной стойке |

Примечание. В систему виброконтроля “АЛМАЗ-7010-ГЭС” входит программное обеспечение “АЛМАЗ-МОНИТОР-ГЭС” для сбора и хранения в базе данных информации о состоянии агрегата и представления результатов измерений в удобной для специалистов форме. “АЛМАЗ-МОНИТОР-ГЭС” обеспечивает эффективную поддержку пользователя во всех режимах работы агрегата; позволяет проводить диагностику по трендам вибрации, спектрам, амплитудам и фазам гармоник; определять орбиты и перекосы вала (при дополнительной установке датчиков боя вала под 90°).

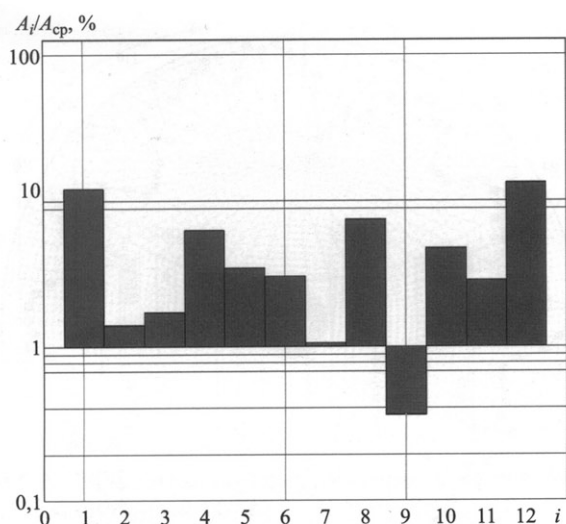


Рис. 9. Гармонические составляющие механической формы ротора ГА № 19 Саратовской ГЭС до реконструкции:

i – номер гармоники; A_i – амплитуда i -й гармоники ряда Фурье; $A_{ср}$ – средний воздушный зазор между полюсами ротора и статором

Аппаратура позволила обнаружить на генераторе № 19 в динамике на оборотах при нагрузке деформацию обода, приведшую к такой форме ротора, разложение которой в ряд Фурье показало наибольшую амплитуду на 12 гармонике (рис. 9), что связано с недостаточной жёсткостью несущей части конструкции ротора. Определяющая деформацию ротора гармоника соответствует числу спиц ротора, поэтому её частота названа “спицевой” частотой.

Анализ показывает, что в динамике обод между спицами деформируется, приобретая вид “ромашки” с 12 пиками (лепестками).

Саратовская ГЭС, генератор № 14. В связи с выводом ГА № 19 на техническое перевооружение аппаратура “АЛМАЗ-7010-ГЭС” в полном объёме была перенесена на ГА № 14 (апрель 2006 г.). Это сделано по инициативе персонала электроцеха Саратовской ГЭС, которому надо было выбирать вариант реконструкции ротора генератора № 14.

После реконструкции была определена механическая форма ротора, разложение которой в ряд Фурье показало (рис. 10), что определяющей гармоникой искажения механической формы ротора стала первая, которая соответствует эксцентриситету всего обода относительно оси вращения, что связано с большим объёмом сварочных работ на месте в условиях станции.

Доля “спицевой” (12 гармоник) в искажении формы ротора перестала быть определяющей.

Это позволяет дать критическую оценку качеству проведённых работ и наметить мероприятия по совершенствованию технологии ремонта.

Испытания на Саратовской ГЭС показали, что аппаратура “АЛМАЗ-7010-ГЭС” позволяет:

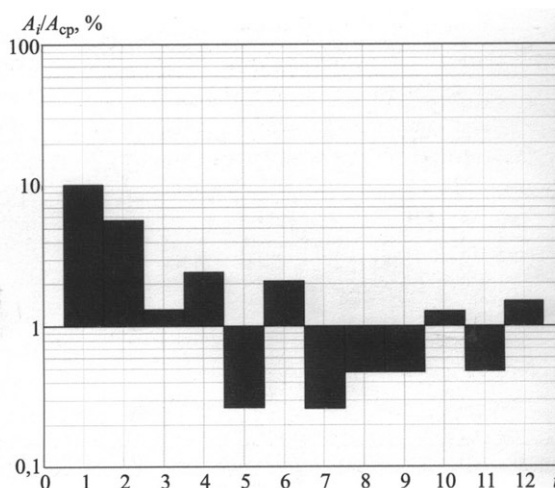


Рис. 10. Гармонические составляющие механической формы ротора ГА № 14 Саратовской ГЭС после реконструкции обода

в динамике контролировать бой полюсов и по характеру формы ротора определять как отдельные смещения полюсов, так и деформации обода ротора, что является важным для практики ремонтов, а также при анализе особенностей конструкции;

проводить диагностику ротора, включая частотный анализ, и разрабатывать мероприятия по повышению надёжности, благодаря синхронному мониторингу электромагнитной и механической форм ротора;

обоснованно планировать объёмы предстоящего ремонта (по изменениям механической и электромагнитной форм ротора) и оценивать качество проведённого ремонта.

Для оперативного персонала (по желанию заказчика) может устанавливаться система “СВЕТО-ФОР”: зелёный цвет – всё нормально; жёлтый и красный – соответственно предупреждение и опасно с подачей звукового сигнала.

О нормировании вибрации. В настоящее время основополагающим документом по нормированию в гидроэнергетике (по выбору датчиков, местам их расположения и др.) является стандарт ОАО “РАО “ЕЭС России” “Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций” [4].

Содержательной частью указанных методик для рассматриваемых здесь вопросов являются:

РД 34.31.303-96 “Методические указания по эксплуатационному контролю вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегатов” [5];

РД 34.31.305-96 “Методические указания по определению форм ротора и статора гидрогенераторов и оценке симметрии воздушного зазора” [6], ориентированные на статические измерения.

Указанные документы в значительной степени рассчитаны на технологию периодических обследований с помощью переносной аппаратуры, по специально поставленным программам, периодич-

ность обследований может варьироваться от 2 мес до 6 лет (табл. 1 [5]). За это время реальное состояние агрегата может сильно измениться.

Современные технологии контроля вибрационного состояния с помощью стационарных средств открывают новые возможности в части нормирования вибрации и контроля как генератора, так и всего агрегата.

В [5, 6] не отражаются также вопросы оценки динамики изменений (трендов) вибрации, что важно в плане ранней диагностики.

Ввиду перечисленных факторов назрела необходимость провести работу с участием отраслевых институтов (ОРГРЭС, ВНИИЭ и др.), ГЭС и разработчиков аппаратуры по пересмотру действующих методических указаний с учётом возможностей стационарных систем вибромониторинга, контроля и защиты, устанавливаемых на гидроагрегатах.

Представляется целесообразным также расширить объём мониторинга узлов, в частности крышек гидротурбин, дополнив его статодинамическими датчиками для контроля статической деформации при изменении давления под крышкой и вибрации, проведя для этого специальные обследования переносными приборами. Такой дополнительный мониторинг в особенности оправдан после аварии на Саяно-Шушенской ГЭС.

На агрегатах ГАЭС, оснащённых современными системами вибромониторинга, целесообразно не терять информацию об уровнях динамических перегрузок на переходных режимах (в том числе пусках-остановах), дополнить её системой контроля электронными датчиками наклона осей сооружений, деформаций статорных элементов и фундаментов. Это позволит переходить к разработке мероприятий по уменьшению вибраций на режимах пуска-останова и оптимизации переходных режимов.

Выводы

1. Аппаратура “АЛМАЗ-7010-ГЭС” предназначена для решения комплекса задач – контроля, мониторинга и диагностики гидроагрегатов – и обес-

печивает измерения абсолютной вибрации крестовин, направляющего подшипника, подпятника, крышек турбин и корпусов подшипников турбин, относительных колебаний (боёв) валов, вибрации статора генератора в соответствии с РД.

2. Комплекс “АЛМАЗ-7010-ГЭС” позволяет контролировать в динамике воздушный зазор “ротор-статор”, определять механическую, а также электромагнитную форму ротора за счёт комбинированных датчиков, обеспечивающих синхронные измерения в одной точке при прямом и инверсном вращении ротора.

3. Аппаратура виброконтроля “АЛМАЗ-7010-ГЭС” может функционировать как подсистема АСУ ТП, обмениваясь с последней данными по стандартному интерфейсу в согласованном формате, и участвовать таким образом в общей системе автоматической диагностики генератора и турбины.

4. Аппаратура виброконтроля “АЛМАЗ-7010-ГЭС” сертифицирована в России и странах СНГ (№ 27768 от 03.05.07 г.), зарегистрирована в Государственном реестре средств измерений под № 3471-07 и содержит технические решения, защищённые патентами России.

Список литературы

1. Пат. 2318182 (РФ). Устройство измерения воздушного зазора / Радчик И. И., Тараканов В. М., Скворцов О. Б., Трунин Е. С., Смирнов С. И. Опубл. в Б. И., 2008, № 6.
2. Пат. 2318183 (РФ). Устройство для измерения воздушного зазора / Радчик И. И., Тараканов В. М., Скворцов О. Б., Трунин Е. С., Смирнов С. И. Опубл. в Б. И., 2008, № 6.
3. Пат. 2318184 (РФ). Устройство контроля воздушного зазора / Радчик И. И., Тараканов В. М., Скворцов О. Б., Трунин Е. С., Королёв С. А. Опубл. в Б. И., 2008, № 6.
4. 17330282.27.140.001-2006. Стандарт ОАО РАО “ЕЭС России”. Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций.
5. РД 34.31.303-96. Методические указания по эксплуатационному контролю вибрационного состояния конструктивных узлов гидроагрегатов.
6. РД 34-31.305-96. Методические указания по определению форм ротора и статора гидрогенераторов и оценке симметрии воздушного зазора.