

О путях снижения рисков эксплуатации объектов энергетики

А. И. Куменко д.т.н.
ООО «НПЦ «Динамика», Омск, Россия

Аннотация - Рассматриваются основные причины повышенной аварийности и снижения надежности энергетического оборудования (ЭО), наблюдаемой в последние годы, как в энергетике, так и в других отраслях. Отмечена низкая надежность зарубежного оборудования, поставляемого для нужд энергетики РФ. Цель работы - предложить пути повышения надежности снижения аварийности и рисков. Один из главных путей - внедрение современных автоматических систем мониторинга типа КОМПАКС[®]. Предлагаются современные задачи мониторинга и инновационные технологии с целью максимального приближения систем мониторинга к нуждам наладки, ремонта и эксплуатации оборудования. Формулируется необходимость совершенствования нормативной базы обеспечения надежной эксплуатации объектов энергетики. Подчеркивается, что внедрение современных автоматических систем способствует не только снижению рисков в эксплуатации ЭО, но также способствует повышению квалификации персонала.

Ключевые слова – аварийность, снижение рисков, автоматические системы мониторинга, расцентровки опор.

¹ Данная работа выполняется при финансовой поддержке РНФ в соответствии с соглашением № 15-19-00267 от 19 мая 2015 г.

I. ВВЕДЕНИЕ

1.1 Об аварийности в отечественной энергетике.

Статистика аварий в энергетике за 2002-2015 гг., если бы была открыта – катастрофическая. Но даже то, что известно – впечатляет.

Например, за период 2003-2004 гг. на электростанциях ОАО РАО «ЕЭС России» имели место 12 случаев выявления трещин в валах роторов турбин (названия энергосистем – опущены см. табл. 1):

В результате выявления трещин было забраковано и выведено из эксплуатации 4 ротора: 3 ротора низкого давления турбин ПТ-135/165-130/15 и 1 ротор газовой турбины ГТЭ 45-3. Один ротор низкого давления турбины ПТ-135/165-130/15 допущен к эксплуатации только на 1 год, а 2 ротора турбины К-300-240 (РВД и РСД) находятся в ремонте и будут введены также во временную эксплуатацию.

Финансовые затраты на замену роторов составили – 186 млн.руб. (103 млн.руб. по ПТ-135/165-130/15 и 83 млн.руб. по ГТЭ-45-3). Суммарные затраты на ремонт и замену роторов составили по Холдингу около 308 млн.руб. и это за 3 года без учета других аварий (см. табл. 2) и без учета косвенных потерь от недовыработки электроэнергии.

ТАБЛИЦА I
АВАРИИ, СВЯЗАННЫЕ С ОБРАЗОВАНИЕМ ТРЕЩИН В РОТОРАХ

№ п/п	Турбина	Наработка ротора, час.	Число пусков	Последствия аварии для роторов
1	ПТ-135/165-130/15 ст. № 8	РНД 183912	114	забракован.
2	ПТ-135/165-130/15 ст. № 1	РНД - 77186	57	отремонтирован
3	ПТ-135/165-130/15 ст. № 1	РНД 191260	132	отремонтирован
4	ГТЭ 45-3 ст. № 3	1717	- 82	забракован.
5	Т-250/300-240 ст. № 4	РСД-1 - 116000	221	отремонтирован
6	ПТ-80/130 ст. № 9	РВД - 102000	81	отремонтирован
7	Т-110/120-130 ст. № 3	РСД - 143809	126	отремонтирован.
8	К-300-240 (ХТГ3) ст. № 2.	РВД и РСД 231500	336	Роторы восстанавливаются
9	ПТ-140/165-130/15 ст. № 4	РНД 130400	160	забракован
10	ПТ-135/165-130/15 ст. № 6.	РНД 150350	134	забракован
11	ПТ-135/165-130/15 ст. № 9			отремонтирован
12	Т-185/220-130 ст. № 5	РНД - 28090	33	отремонтирован

ТАБЛИЦА II
НЕКОТОРЫЕ АВАРИИ В 2002-2016 ГГ. НА ТЭС, АЭС

№ п/п	ТЭЦ, ГРЭС, АЭС	Турбина. событие
1	Каширская ГРЭС	К-300-240 разрушение ротора генератора, турбины и машинного зала.
2	Московские ТЭЦ 2013-2014	3 аварии на 250 МВт с разрушением болтов п/м РВД-РСД
3	Калининская АЭС, 2012	Разрушение 5 болтов РГ-ЯВ т/а 1000 МВт ХТЗ
4	Калининская АЭС, 2013	Разрушение всех 12 болтов РГ-ЯВ т/а 1000 МВт ХТЗ
8	Талиманджарская ГРЭС (произошла за 2 дня до Саяно-Шушенской аварии 2009 г.)	Уникальная авария на т/а 800 МВт с повреждением всего валопровода и разделением его на части в результате крутильных автоколебаний и подкачки энергии из энергосистемы.
9	Рефтинская ГРЭС в 2006	Разрушение бандажного кольца генератора и пожар машинного зала
10	Сургутская ГРЭС-2	Разрушение турбоагрегата и машинного зала дважды в 2004 и 2014 гг.;
11	Смоленская АЭС, 2015 г.	авария на РВД т/а 500 МВт ХТЗ, разрушены все уплотнения
12	Рефтинская ГРЭС	Множественные неполадки на т/а 300 МВт фирмы ТЭС.

Кроме того, имеет место частое возникновение остаточных прогибов на множестве роторов РВД, РСД т/а 60-1200 МВт. Поскольку процессы развития аварий в сложных системах – процесс случайный при наличии достаточно полной базы таких аварий

можно оценить риски, связанные с недостаточной эксплуатационной надежностью по методикам [1-3]. Т/а 1000 МВт в сутки выдает электроэнергии на несколько миллионов долларов. Простои даже упомянутого количества агрегатов обходятся очень дорого. Нет необходимости говорить о значительных экономических потерях на ТЭС и АЭС РФ, которые превосходят на порядки стоимость любых систем мониторинга и диагностики [4].

1.2 Аварийность зарубежной энергетической техники.

Импортные агрегаты еще в большей степени не показывают необходимой надежности [5]. Из того, что стало известно технической общественности, следует, что всего лишь за последние несколько лет мы наблюдаем разрушение или потерю работоспособности большинства новых импортных машин (см. табл. 3).

ТАБЛИЦА III

№ п/п	ТЭЦ, ГРЭС, АЭС	Турбина. событие
1.	Кемеровская ТЭЦ, 2013 г	Разрушение диска регулирующей ступени турбины Альстом на 9000 об/мин.
2.	ТЭЦ в Джубге, 2014 г	Разрушение т/а 100 МВт General Electric (GE)
3.	Среднеуральская ГРЭС, 2015 г	Разрушение роторов газовой турбины ПГУ -450 GE при подконтрольной эксплуатации в 72 часа.
4.	ТЭЦ г. Сочи, 2013-2015 гг	Трижды разрушалась газовая турбина Сименс (произведена в Швеции).
5.	Невинномысская ГРЭС 2014 г	Спилины лопатки последней ступени паровой турбины 150 МВт Сименс в составе ПГУ-450 для предотвращения аварии, так как на 4-х аналогичных турбинах Сименс в Англии уже произошел отрыв турбинных лопаток.
6.	ТЭЦ, г. Сызрань, 2016 г	Задевания и разрушение лопаток последней ступени на газотурбинной установке PG6111FA*, 80 МВт (GE). Уставка по вибрации при этом превышает все мыслимые нормы 21 мм/с. !!!
7.	Новокуйбышевская ТЭЦ, 2016 г	Задевания и разрушение лопаток последней ступени на газотурбинной установке PG6111FA*, 80 МВт (GE).
8.	Якутская ТЭЦ, 2013 - 2014 гг.	Одна из двух энергоустановок GE 25 МВт была возвращена по причине неработоспособности.
9.	Ванкорская ГРЭС, 2005-2015 гг. (10 агрегатов)	Неустранимые крутильные колебания турбоагрегата. GE расписалось в неспособности решить эту проблему.

*) MS 6111 FA

Это далеко не полная часть негативных событий, которые произошли в энергетике с импортной техникой. Складывается впечатление, что нам поставляют сырое оборудование и наши ТЭЦ используют как полигон. С другой стороны ситуация напоминает 30 годы прошлого века, когда нам специально поставляли негодное оборудование.

Таким образом, сейчас у нас в РФ полигон новой импортной техники, причем той, которую мы умеем делать не хуже в части надежности. Низкая надежность импортных машин перечеркивает все достижения в их высокой экономичности. Вместо того, что бы закупать отечественное оборудование, пусть чуть менее экономичное, но более надежное, мы продолжаем тратить непомерные деньги на закупку и сервисное обслуживание иностранной техники и не развиваем отечественное машиностроение. А потом удивляемся, куда подевались ученые и высококвалифицированные наладчики и специалисты по энергетическому оборудованию и почему у нас пустая казна. Мощные турбины в мире умеют делать лишь несколько стран. Турбоагрегаты для производства электроэнергии относятся к оборудованию опасных производств. По классификации в

машиностроении они относятся к самым сложным многокомпонентным системам (в одном турбоагрегате до 35-40 тоже сложных гидравлических, аэродинамических, электрических, электронных и прочих подсистем). Требования к характеристикам и свойствам машины очень высокие, а требования к точности изготовления деталей и к их сборке очень жесткие. Любое из технологических отклонений, иногда в сотых долях мм, может привести к отказу. Например, отклонения в зазорах в подшипниках в 0,01-0,02 мм способны привести к автоколебаниям, неточность обработки поверхностей цапф или под посадку может привести к повышенным гармоникам высокочастотной вибрации и т.д.

II. О ПРИЧИНАХ СНИЖЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ПОСЛЕДНИЕ ДЕСЯТИЛЕТИЯ

В энергетике можно отметить несколько главных причин:

2.1 Снижение культуры ремонта ЭО из-за разрушения энергетических трестов. Нет сегодня знаменитых трестов Мосэнергоремонт, Уралэнергоремонт, ЦКБ «Энерго», Тюменьэнергоремонт и т.д. Страна была поделена на 10 регионов, в каждом из которых энергетический трест закрывал системно все вопросы от подготовки квалифицированных рабочих до повышения квалификации персонала. Тресты имели мощные ремонтные заводы, которые теперь растасчены по мелким и средним предприятиям, раздроблены специалисты, ликвидирована научная составляющая, так как мелким и средним предприятиям это не по карману. **Ни один ВУЗ не готовит сегодня в полном объеме специалистов по ремонту и диагностике теплотехнического оборудования.**

2.2 В результате из-за размывания крупных структур (см. поз. 1) **разрушена система повышения квалификации кадров, произошло снижение квалификации ремонтного персонала.** В результате возникают ошибки в организации и проведении ремонтных работ, в использовании устаревших заводских формуляров.

2.3 Возник разрыв науки и производства. Снизилась интеллектуальная поддержка и сопровождение сложных объектов и агрегатов, начиная от проектирования, и, кончая ремонтом и техническим обслуживанием. В СССР весь рост и развитие науки и техники сопровождался непосредственным участием и взаимным обменом опытом специалистов всех уровней при проведении конструкторских, технологических, монтажных и пусконаладочных работ по созданию отечественной техники. То есть осуществлялась положительная обратная связь научно-технических специалистов заводов, НИИ, вузов (преподавателей и студентов-практикантов) и др. с практическими сложными объектами. Казалось бы, эти утраченные функции сопровождения и поддержки надо было передать КБ заводов-изготовителей. Но им самим эта поддержка требовалась, а теперь требуется еще больше, так как в условиях сокращения заказов КБ сократились по численности в разы.

2.4 В части управления надежностью видим, что имеет место **нежелание и непонимание технического руководства ОГК-ТГК заботиться о необходимости совершенствования имеющихся систем мониторинга, так называемых АСКВД.** Системы медленно меняются и мало совершенствуются. А к работам часто привлекаются фирмы с сомнительной научно-технической репутацией. Странно, что энергетика, по мнению бывшего руководства «Минобразования», отнесена не к научноемким производствам. В то же время ученые ведущих зарубежных стран в последние десятилетия безуспешно пытаются решить ряд сложнейших научно-технических задач, например, проблему автоколебаний лопаток последних ступеней в зоне повышенных расходов для танцзуковых течений и др.

С другой стороны, цена любой серьезной конструкторской, технологической или методологической ошибки на всех стадиях создания или использования оборудования опасных производств, к которым относится энергетика, весьма высока. Также высоки экономические, экологические и социальные риски и последствия таких ошибок.

2.5 Как следствие первых трех пунктов повышению надежности мешает использование устаревших методов наладки оборудования, для которых не требуется компьютерных технологий. Компьютеры при ремонте до сих пор используются вместо пишущих машинок.

2.5 Отсутствие достаточного количества заказов промышленности из-за притока импортной техники. Так как в условиях сокращения заказов численность КБ также существенно сократилась, количество квалифицированных специалистов на заводах и институтах становится недостаточным для решения проблем надежности оборудования электростанций. На электростанциях и заводах были ликвидированы отделы надежности. В результате проблемы обеспечения надежности часто решаются временно, болезни машин «прячутся», но в конце-концов выливаются в аварии или катастрофы. Можно привести много примеров. В результате, если 30 лет тому назад, высококвалифицированных специалистов по наладке в энергетике были сотни, то сейчас их число исчисляется единицами.

2.6 Отставание нормативно-технической базы в области надежности и вибрации ЭО. Передача ее разработки в непрофильные институты. Нормативно-техническая база для энергетики требует совершенствования, так как и новые ГОСТ [6] и ПТЭ 2003 г. [7], нас сегодня не удовлетворяют. Например, в ПТЭ до сих пор нет норм на относительную вибрацию шеек роторов, хотя соответствующий ГОСТ пережил 4 издания. В новом ГОСТ 55263.2-2012 [6] даны нормы на абсолютную вибрацию вала, а у нас в стране нет ни одной системы, измеряющей абсолютную вибрацию вала. В самих ГОСТах и отраслевых нормативных документах отсутствует методическая часть, позволяющая эффективно применять современные средства наладки оборудования. То есть сегодняшние нормативные документы *не способствуют прогрессу и внедрению автоматических систем мониторинга технического состояния типа КОМПАКС[®]*, которые позволяют существенно повысить наблюдаемость тепломеханических процессов.

2.7 Есть еще одна важная причина не только снижения надежности энергетического оборудования, но и некорректного к ней отношения. Это касается многократно зарезервированных энергетических установок небольшой мощности на газоперекачивающих станциях или различных нефтехимических предприятиях. В тех организациях, где всегда было много денег, могут годами проводить на некоторых критических установках наладочные работы, выполнять по нескольку десятков балансировочных пусков, не обращая достаточно внимания на значительные резервы повышения надежности, расцентровки опор и некорректные центровки роторов по полуумфтам, нерасчетные реакции опорной системы и пр., бессмыленно расходуя людские и материальные ресурсы.

III. НЕКОТОРЫЕ ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ ЗАСТАРЕВШИЕ ПРОБЛЕМЫ

До сих пор, даже самые крупные машины, пускаются вслепую. Наблюдение ведется лишь за основными параметрами и косвенными показателями технического состояния, которые были разработаны 30-40 лет тому назад. Установленные на них сегодняшние системы слабо или иногда искаженно информируют нас о внутренних процессах,

например, в опорных системах и уплотнениях проточной части. Нельзя, например, выяснить, как движутся при пуске цапфы, какие минимальные зазоры, какие зазоры в уплотнениях и в проточной части, как собрана машина, где какие статические нагрузки, фактические траектории и т.п. В результате существенно повышаются риски задеваний, возникает непонимание причин повышенной вибрации и пр. В то же время при использовании современных компьютерных технологий сегодня можно получить информацию о большинстве процессов и свести риски до минимума.

На рис. 1 показаны расцентровки опор т/а 1000 МВт по измерениям фирм «СибАтомГеодезия» (1995 г.) и «ЦКТИ» 2014-2015 гг.[8]. По нашим данным рекомендованные заводами корректирующие центровки практически мало соответствуют этим измерениям, что явилось, если не определяющей, то существенной дополнительной причиной разрушения болтов (см. табл. 2.). Однако заводы, из-за отсутствия специалистов, до сих пор не выполнили соответствующего анализа влияния расцентровок на надежность атомных машин. На станциях не стоят системы, правильно регистрирующие всплытие вала, нагруженность и перекос опоры. На некоторых станциях датчики вала стоят только на турбине и генераторе и измеряют только общий уровень относительной вибрации. В то же время возбудители отрывались на ряде станций неоднократно. Это свидетельствует косвенно, что корректирующие центровки, рекомендованные заводами и применяемые при ремонтах, некорректны. Так же имеют место неустановленные причины всплесков вибрации. На низших критических частотах ряда роторов имеются значительные амплитуды колебаний, если их выразить в микронах, то выясняется, что они значительно превышают допускаемые значения. При балансировках не учитываются величины динамических податливостей опор. Имеются и другие причины повышенной вибрации роторов и повреждения оборудования [5].

Следующий пример (см. рис. 2) показывает, насколько необходимо в период между ремонтами контролировать техническое состояние опорной системы крупного агрегата в связи с возможными сейсмическими, вибрационными или по причинам высоких грунтовых вод просадками основания [9].

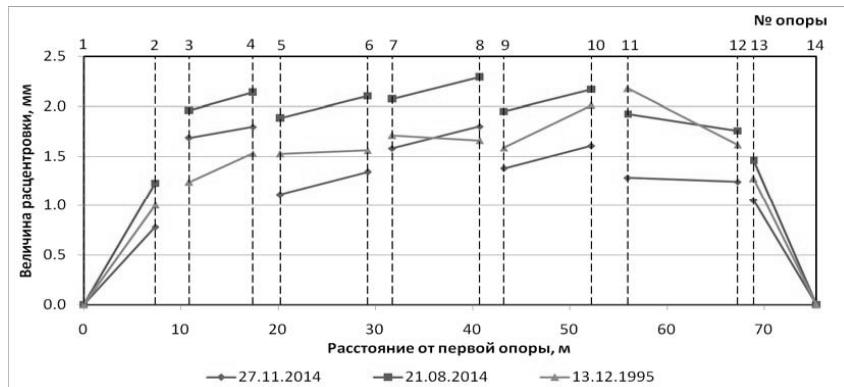


Рис. 1. Расцентровки опор т/а 1000 МВт по измерениям фирм «СибАтомГеодезия» (1995 г.) и «ЦКТИ» [1].

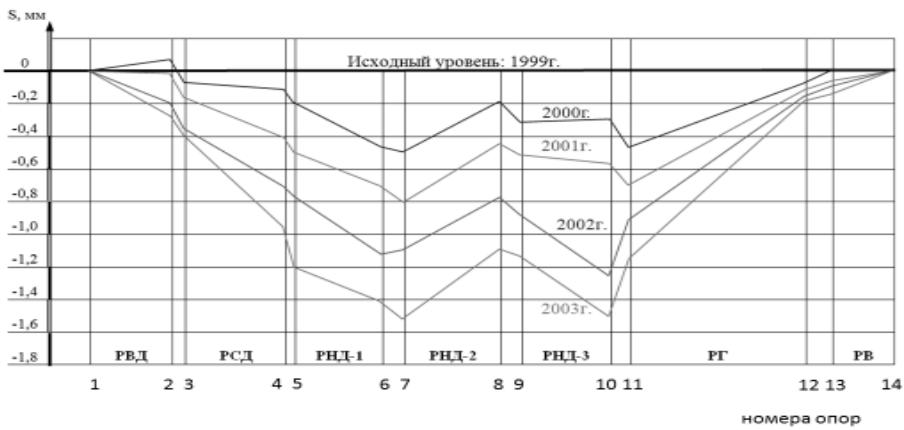


Рис. 2. Просадки опор с течением времени для т/а 800 МВт
по данным ООО «СибАтомГео»

Сегодня, однако, создаются системы [4-8-10], которые позволяют ответить на многие поставленные вопросы и сделать невидимые ранее процессы наблюдаемыми и контролируемыми. Например, увидеть последствия изменения взаимного положения опор в процессе эксплуатации (см. рис. 2) или последствия изменения порядка открытия регулирующих клапанов на мощной паровой турбине [11,12], когда при некоторых вариантах порядка их открытия, поперечная сила на диске регулирующей ступени превышает значительно вес ротора, а прогиб ротора в полтора раза превышает зазоры, назначенные в диафрагменных уплотнениях. Визуализация процессов всплытия и движения вала в расточках подшипников с использованием полной системы датчиков вала [6, 10] позволяет увидеть и зарегистрировать нарушения работы опорной системы, в том числе перекосы шеек роторов, динамические зазоры, задевания о баббит и уплотнения и др. [13]. В рамках гранта Российского научного фонда в настоящее время нами ведутся работы по проекту «Разработка и совершенствование методологии оценки ресурса оборудования ТЭС и АЭС на основе систем мониторинга КОМПАКС®» [8-10,14-16].

В настоящее время с использованием инновационных разработок на новом уровне решены ряд сложных вспомогательных и центральных научно-технических задач по анализу технического состояния роторов и подшипников и определению их статических и динамических характеристик, в том числе, учтены результаты работ МЭИ [11-13]. Впервые решена нестандартная задача, актуальная для ремонта и эксплуатации турбоагрегата: по результатам измерения всплытия шеек роторов в процессе эксплуатации практически в режиме ONLINE могут быть определены и зарегистрированы расцентровки опор и необходимые корректирующие центровки роторов по полумуфтам [см. рис. 3].

Так же при известных статических и динамических реакциях роторов решается задача об определении напряженного состояния в сечениях роторов и в болтах соединительных муфт с выходом на оценку исчерпания механического ресурса и риска появления разрушений в критических узлах [8].

На рис. 4 показана Блок-схема системы мониторинга технического состояния турбоагрегата «КОМПАКС-ТУРБО» с перспективным перечнем ряда дополнительных задач по диагностике турбоагрегатов.

К задаче о взаимных смещениях (расцентровках) опор мощного турбоагрегата

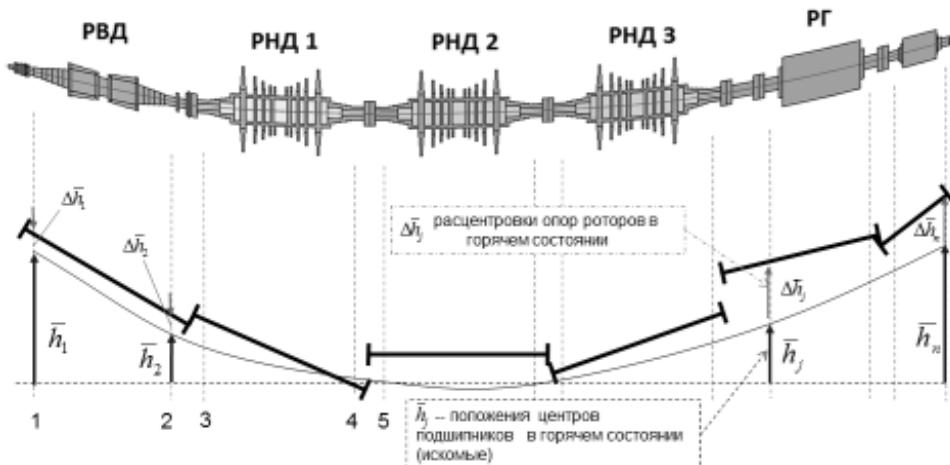


Рис. 3.

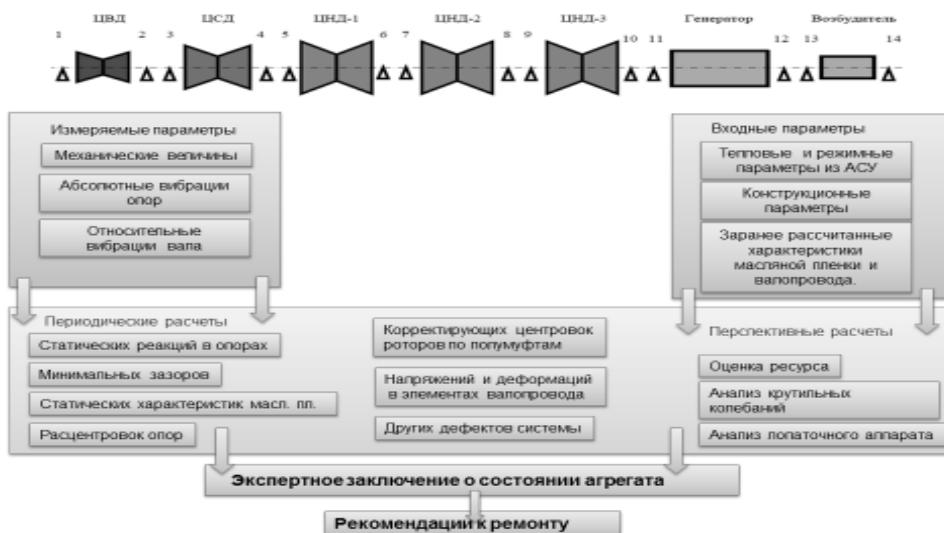


Рис. 4. Блок-схема системы мониторинга технического состояния КОМПАКС-ТУРБО

IV. Пути решения проблем обеспечения надежности и снижения рисков эксплуатации ЭО

4.1 Первый из важнейших путей снижения рисков – оснащение современных крупных турбоагрегатов автоматической системой мониторинга типа «КОМПАКС-ТУРБО» которая не только непрерывно следит за развитием типовых параметров системы, но так же попутно решает целый ряд новых диагностических задач. А главное защищает от ошибок персонала. Эта система решает задачи шире, чем обычные системы виброконтроля и мониторинга (т.н. ACBКМД), в том числе:

Непрерывное определение распределенного вдоль роторов дисбаланса, текущих расцентровок опор, несовершенств сборки по полумуфтам и остаточных прогибов роторов; регистрация состояний близких к задеваниям в опорах и проточной части, непрерывная оценка минимальных зазоров в подшипниках и т.д. определение опасных механических напряжений в критических узлах валопровода даже тогда, когда нет высоких вибраций. Следующий шаг решения диагностических задач и оценки технического состояния: - выход на ресурс. Попутно решается третья задача, связанная с повышением квалификации персонала.

4.2 Тщательный анализ, изучение процессов, происходящих в турбоагрегатах, наработка диагностических признаков дефектов и критериев надежности. Решается также задача получения новых знаний и данных об объекте мониторинга.

4.3 Всемерное повышение квалификации специалистов по ремонту, наладке и эксплуатации ЭО, менеджеров и специалистов по подготовке ремонтов. Использование нового типа систем – способствует существенному росту знаний процессов, происходящих в машинах, и помогает более эффективно и быстрее принять правильное решение.

Как известно, вложение в подготовку кадров дает значительно более высокую отдачу от вложения средств, чем внедрение новой техники.

4.4 Создание центров удаленного мониторинга технического состояния (УМТС) оборудования ТЭС и АЭС. Оснащение центров удаленного мониторинга современными системами типа КОМПАКС-ТУРБО.

Что могут дать такие центры ? Например: Диагностический центр «Энел» на ТЭС «Ля-Козелла» с удаленным доступом по всем ТЭС Италии в специальном серверном хранилище имеет собранные и обобщенные за 15 лет данные для всего оборудования более чем полусотни электростанций, в том числе балансировочные чувствительности, формуляры центровок любых типов турбоагрегатов, насосов, вентиляторов с приводом и пр. Центр УМТС – инструмент управления надежностью ЭО на всех уровнях – от руководства ТЭС, АЭС ОГК, ТГК, Концернов и кончая ремонтным персоналом.

Такой центр позволяет:

- дистанционно руководить пуском оборудования, видеть все процессы, параметры и характеристики в режиме реального времени, без выезда на электростанции давать рекомендации по совершенствованию процессов или исправлению допущенных ошибок при наладке;
- проводить Автоматическую диагностику большинства дефектов, которая не требует высокой квалификации специалистов всех уровней, но способствует ее повышению;
- быстро принять решения и дать рекомендации по мероприятиям без выезда специалистов;

- хранить формуляры, динамические характеристики и любые другие по всем видам оборудования для их использования при ремонте и наладке оборудования любыми подрядчиками;
- позволяет привлечь оперативно (в режиме «онлайн») экспертов любой квалификации (от специалистов институтов и предприятий-изготовителей оборудования до ремонтного персонала);
- повысить культуру ремонта и эксплуатации и др.

Сегодня главный груз по переработке информации ложится на инженера, который физически не может справиться с возросшим объемом информации. Компьютеры это делают много быстрее;

Это как раз те задачи, которые нам надо решать. Их решение поможет снизить риски эксплуатации объектов энергетики.

V. Выводы

5.1 Приведены краткие сведения об аварийности в отечественной и зарубежной энергетике.

5.2 Рассмотрены причины снижения надежности энергетического оборудования.

5.3 Приведенные данные свидетельствуют о том, что низкая надежность импортных машин перечеркивает все достижения в их высокой экономичности.

5.4 Низкая надежность и аварийность в энергетике свидетельствует о том, что риски в эксплуатации оборудования достаточно высоки и для их снижения надо больше уделять внимание совершенствованию систем мониторинга и задач, которые стоят перед этими системами и внедрять автоматические системы диагностики, разработанные в НПЦ «Динамика».

5.5 Обозначены пути решения проблем повышения надежности и снижения рисков эксплуатации ЭО

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Махутов Н.А., Безопасность России: Том 2: Безопасность и защищенность критически важных объектов. Часть 2. Москва.: Знание: 2012. 588 с.
- [2] Махутов. Н.А. Конструкционная прочность, ресурс и техногенная безопасность : в 2 ч. / - Ч. 1 : Критерии прочности и ресурса. Новосибирск.: - 2005. - 493 с.
- [3] Махутов. Н.А. Конструкционная прочность, ресурс и техногенная безопасность: в 2 ч. Ч. 2 : Обоснование ресурса и безопасности. Новосибирск.: - 2005. - 610 с.
- [4] Костюков В.Н. Мониторинг безопасности производства. - М.: Машиностроение, 2002. - 224 с.
- [5] John Latcovich and other. International Association of Engineering Insurers 38th Annual Conference – Moscow 2005. Maintenance and Overhaul of Steam Turbines. Moscow 2005, pp. 1-46.
- [6] ГОСТ Р 55263-2012 Вибрация. «Контроль состояния машин по результатам измерения вибрации на вращающихся валах». Часть 2. Стационарные паровые турбины и генераторы мощностью более 50МВт с рабочим частотами вращения 1500, 1800, 3000, 3600 об/мин. - М.: Стандартинформ, 2014, - 12 с.
- [7] Правила технической эксплуатации оборудования электрических станций. М.: ОРГРЭС. 2003. 146 с.
- [8] Куменко А.И., Костюков В.Н., Кузьминых Н.Ю., Тимин А.В., Богданов Г.В. Диагностика результатов сборки валопровода в эксплуатации с

- использованием датчиков вала/ Материалы IV международного научно-технический семинар "Современные технологии сборки" 22-23 октября 2015 г., М. Московский государственный машиностроительный университет (МАМИ). С.50-62.
- [9] Костюков В.Н., д.т.н., Куменко, А.И. д.т.н., Тарасов Е.В Автоматическая диагностика неисправностей вспомогательного оборудования электростанций в режиме реального времени Контроль. Диагностика. – 2015. - № 12, С. 16-22.
- [10] Kumenko A.I.a*, Kuzminy N.Yu.a, A.V. Timina Shaft sensor based on modeling diagnostic signs of power unit defects International Conference on Oil and Gas Engineering, OGE-2016 Procedia Engineering 152 (2016) 531 – 539 / 1877-7058 © 2016 The Authors. Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license/ (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>). Peer-review under responsibility of the Omsk State Technical University. doi: 10.1016/j.proeng.2016.07.651
- [11] Некрасов А.Л. Повышение эксплуатационной надежности мощного турбоагрегата за счет снижения вибрации вблизи номинального значения мощности //Электрические станции. 2007. № 12. С. 44-51. Nekrasov A.L., "Increasing the reliability of powerful turbine near output ratings by vibration reduction". Elektricheskie Stantsii, 2007, № 12, pp. 44-51, in Russian.
- [12] Nekrasov A. Partial Arc Steam Admission Optimization in Order to Reduce Vibration of Steam Turbine With Tilting-Pad Journal Bearings. ASME Paper No. GT2013-94429, pp. V07BT30A014; 8 pages, ASME Turbo Expo 2013: Turbine Technical Conference and Exposition Volume 7B: Structures and Dynamics San Antonio, Texas, USA, June 3–7, 2013. doi:10.1115/GT2013-94429
- [13] Некрасов А. Л., Костюк А. Г. Нелинейные нестационарные колебания ротора в эллиптических подшипниках // Проблемы машиностроения.-1993.- Вып. 39. С.11-21. Nekrasov, A.L.and Kostyuk, A.G., Nonlinear Transient Oscillations of a Rotor on Elliptical Bearings, Prob. Mashinostr., Harkov, Ukraine,1993, issue 39, pp. 11-21.
- [14] Куменко А.И., Кузьминых Н.Ю., Костюков В.Н Расчет и интерполяция характеристик в области возможных перемещений шеек роторов в опорных подшипниках скольжения крупных энергетических турбоагрегатов // Теплоэнергетика. – 2016. № 10. Стр. 28-33/
- [15] Куменко А.И., Кузьминых Н.Ю., Костюков В.Н. Моделирование статических характеристик подшипников скольжения для крупных энергетических турбоагрегатов // Надежность и безопасность энергетики. – 2016. - № 1 (32) стр.24-29
- [16] Куменко А.И., Костюков А.В., Бойченко, С.Н. и др. Обеспечение вибрационной надёжности турбоагрегатов ТЭС и АЭС. Состояние и совершенствование нормативной базы // Надежность и безопасность энергетики. – 2016. - № 2 (33) . Стр. 21-25.
- [17] Kumenko A.I., Kuzminy N.Yu, Timin A.V. Shaft sensor based on modeling diagnostic signs of power unit defects International Conference on Oil and Gas Engineering, OGE-2016 Procedia Engineering 152 (2016) 531 – 539 / 1877-7058 © 2016 The Authors. Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license/ (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>). Peer-review under responsibility of the Omsk State Technical University. doi: 10.1016/j.proeng.2016.07.651



VI ШКОЛА-СЕМИНАР

24 августа 2016 г.

**Оценка и управление
индустриальными рисками
в промышленной безопасности.
Мониторинг рисков сложных
и уникальных объектов**

Сборник материалов
Омск, 2016

VI ШКОЛА-СЕМИНАР
24 августа 2016 г.

**Оценка и управление
индустриальными рисками
в промышленной безопасности.
Мониторинг рисков сложных
и уникальных объектов**

**Сборник материалов
Омск, 2016**

**УДК 628.5
ББК ЗОн**

VI ШКОЛА-СЕМИНАР. 24 августа 2016 г. Оценка и управление индустриальными рисками в промышленной безопасности. Мониторинг рисков сложных и уникальных объектов. Сборник материалов. – Омск: типография «Золотой тираж» (ООО «Омскбланкиздат»), 2016 г. – 222 с.

ISBN 978-5-8042-0505-9

Сборник содержит материалы VI школы-семинара «Оценка и управление индустриальными рисками в промышленной безопасности. Мониторинг рисков эксплуатации оборудования производственно-транспортного комплекса России», который прошел 24 августа 2016 г. в г. Омске под эгидой Научно-промышленного союза «Управление рисками, промышленная безопасность, контроль и мониторинг» (НПС «РИСКОМ»). Материалы посвящены общей теории рисков, управлению промышленной безопасностью на основе анализа и мониторинга рисков, мониторингу технического состояния и автоматической диагностике динамического и статического оборудования в режиме реального времени, а также оценке риска эксплуатации и остаточного ресурса технических устройств, зданий и сооружений.

**УДК 628.5
ББК ЗОн**

ISBN 978-5-8042-0505-9

© НПС «РИСКОМ», 2016
© ООО «НПЦ ДИНАМИКА», 2016
© Типография «Золотой тираж» (ООО «Омскбланкиздат»), 2016

Уважаемые коллеги!

От имени ООО «Научно-производственный центр ДИНАМИКА – Диагностика, Надежность машин и Комплексная Автоматизация» в год 25-летия со дня основания Центра и 300-летия г. Омска сердечно приветствую участников VI школы-семинара «Оценка и управление индустриальными рисками в промышленной безопасности. Мониторинг рисков эксплуатации оборудования производственно-транспортного комплекса России». Очень рад, что вы нашли время для нашей встречи, которая позволит выработать новые перспективные подходы к совершенствованию комплексных систем мониторинга неисправностей и рисков безопасной эксплуатации оборудования производства и транспорта.

Искренне желаю вам плодотворной работы, хорошего познавательного отдыха и участия в праздничных мероприятиях в Центре и городе!

Председатель совета директоров ООО НПЦ Динамика,
д.т.н., профессор, академик РИА и МАОН,
генеральный конструктор систем мониторинга РИА,
лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники,
Костюков В.Н.

VI ШКОЛА-СЕМИНАР

24 августа 2016 г.

**Оценка и управление
индустриальными рисками
в промышленной безопасности.
Мониторинг рисков сложных
и уникальных объектов**

Подписано в печать 29.11.2016 г. Формат 60x90/16.
Печать офсетная. Бумага мелованная 90 г/м².
Печ. л. 13,88. Заказ № 276515. Тираж 100 экз.

Отпечатано в типографии «Золотой тираж» (ООО «Омскбланкиздат»).
644007, г. Омск, ул. Орджоникидзе, 34. Тел. 8 (3812) 212-111.
www.zolotoytiраж.рф