

# Нормирование вибрации турбоагрегатов

Трунин Е.С., канд. техн. наук, Тараканов В.М., инж., ООО "ДИАМЕХ 2000"

Рассмотрены технологические подходы при выборе алгоритмов защиты по предельному уровню вибрации опор, предложена классификация четырёх типов по степени жёсткости. Предложен комбинированный алгоритм, учитывающий параметр вибрации опор и вала. Показан опыт реализации защит турбоагрегатов по вибрации с помощью аппаратуры "АЛМАЗ-7010" производства ООО "ДИАМЕХ 2000".

Решением Всероссийского научно-технического совещания-семинара "Проблемы вибрации, виброналадки, вибромониторинга и вибродиагностики оборудования электрических станций", состоявшегося в 2005 г., рекомендовано ОГК и ТГК включение в программы повышения надёжности оборудования электростанций мероприятий по оснащению систем виброконтроля современными системами, повышающими качество контроля, мониторинга, анализа и виброналадки турбоагрегатов и обеспечивающими функции защиты турбоустановок от недопустимого повышения уровня вибрации (виброскорости) подшипников.

Электростанции и фирмы, поставляющие аппаратуру, сталкиваются с известной сложностью по выбору алгоритмов мониторинга и защит, что связано с неопределённостью изложения этих вопросов в действующих документах. ООО "ДИАМЕХ 2000" был проведён анализ документов, действующих в энергетике России и ближнем зарубежье [1-5], предложений Экспертного совета по вибрации РАО "ЕЭС России" от 15/УП 2002 г. и письма департамента Генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО "ЕЭС России" "О защите по вибрации" (2002 г.).

Из указанных документов следует, что общими для всех являются границы по оценке вибросостояния допустимости работы при среднеквадратическом значении (СКЗ) виброскорости 4,5 мм/с, ограниченному сроку работы при 7,1 мм/с и обязательному отключению при 11,2 мм/с.

Во всех документах предусматриваются фиксация скачка СКЗ виброскорости и общий подход: скачок принимается во внимание, если он происходит на двух направлениях одной опоры или смежных опорах, или опор одного ротора. При этом рекомендации оперативному персоналу варьируются от "выяснить причину" и при необходимости остановить агрегат [1] до "немедленного останова" [3]. Однозначных указаний на необходимость включения в защиту скачка вибрации нет.

Медленные тренды СКЗ виброскорости на 2 мм/с за период 1-3 сут. подлежат регистрации по всем документам без включения в защиту. Однако подходы в оценке трендов вибрации в документах разные, например по [1] при оценке изменений вибрации необходимо сопоставлять сравнимые режимы (очевидно, по нагрузке, вакууму, температурному состоянию, временной выдержке на данном режиме и др.), что даже при наличии автоматизированной системы контроля и вибродиагностики (АСКВД) с использованием технологических параметров алгоритмически весьма сложно. В [3] положение о сравнимых режимах отсутствует, что значительно упрощает контроль за ними. Согласно [3] независимо от состояния агрегата, при плавном изменении СКЗ виброскорости за 1 - 3 сут. на 2 мм/с необходима разгрузка агрегата. На практике её необходимость определяется оперативным персоналом.

В [3] отсутствует положение, имеющееся в [1] -это фиксация тренда СКЗ виброскорости при его росте на 3 мм/с независимо от времени изменений. Это положение также упрощает задачу для алгоритмов АСКВД.

При низкочастотной вибрации (НЧВ) по [1] не допускается работа агрегата при СКЗ виброскорости 0,5 мм/с, а по [3] - при 1 мм/с.

## Алгоритмы защиты в директивных документах.

В приведённых ранее документах указывается, что защита должна выключить агрегат при достижении СКЗ виброскорости 11,2 мм/с. Однако алгоритм реализации отсутствует как в [1], так и в [3].

Ещё большую неопределённость вносит основной документ по защитах на электростанциях [2], согласно которому защита должна срабатывать при повышении СКЗ виброскорости на двух опорах одного ротора или двух смежных опорах без каких-либо уточнений. Касается ли это скачка вибрации или предельного значения 11,2 мм/с в [2] не уточняется. Таким образом, можно сделать вывод о том, что ал-

горитмы защиты в действующих документах имеют расплывчатый характер, не обладают необходимой чёткостью.

Это подталкивает техническое руководство электростанций к тому, чтобы при установке современной системы виброконтроля охватить защитой по предельному СКЗ виброскорости, равному 11,2 мм/с, максимальное число точек (все подшипники турбоагрегата по всем направлениям), а также включить в защиту такой показатель, как скачок вибраций.

Генеральная инспекция в своем письме, указанном ранее, разъясняет позицию РАО "ЕЭС России": руководству станции предоставляется право, с одной стороны, заказывать любой жёсткий алгоритм защиты, а с другой, не допускается ошибочность (необоснованность) отключений агрегата из-за выбора алгоритмов защиты. Поэтому руководству станции приходится решать вопрос о выборе алгоритмов защит по вибрации - области специфической и сложной. Как правило, станции обращаются за помощью к компетентным организациям, которые также имеют различные мнения.

Фирмам, разрабатывающим и поставляющим аппаратуру, приходится согласовывать алгоритмы защит с заказчиком - это процесс как ответственный, так и продолжительный. ООО "ДИАМЕХ 2000" может реализовать алгоритм защиты любой степени сложности, причём на аппаратном уровне, однако необходимы общие критерии его выбора.

### **Технологические подходы при выборе алгоритмов защиты по предельному уровню вибрации опор.**

Автоматическая защита сопровождается сбросом мощности, вызывающим опасные режимы в системе "котёл - турбина", в том числе забросы оборотов на турбоагрегате (при неплотностях стопорных, регулирующих и обратных клапанов). Поэтому останов агрегата именно в режиме защиты требует обоснованной необходимости.

Перед выбором алгоритма защиты турбоагрегата по предельному уровню вибрации на опорах следует иметь в виду, что при установке современной аппаратуры, кроме собственно защиты, реализуется большой объём сигнализации, которая заблаговременно информирует персонал о вибрационном состоянии при:

выходе СКЗ виброскорости за 4,5 и 7,1 мм/с любого компонента вибрации опоры (вертикальной, поперечной, осевой);  
скачке вибрации;  
медленном тренде;  
низкочастотной вибрации.

Включение в защиту избыточных точек и направленный контроля вибрации, особо подверженных изменениям, может приводить к беспокойству персонала из-за неоправданных отключений турбоагрегата.

Осевые (продольные) составляющие вибрации опор. На ряде турбоагрегатов осевые составляющие вибрации опор наиболее чувствительны к дисбалансу, что является поводом для включения в систему защиты осевых составляющих вибрации опор непосредственно или в сложных сочетаниях с вертикальными и поперечными составляющими.

Между тем, существует много технологических причин для возрастания осевых вибраций при умеренных вертикальных и поперечных составляющих. Это неуравновешенность высокой формы (второй, третьей), дефект муфтового соединения роторов по типу "колена", конструктивная осевая асимметрия опоры, парциальные резонансы, подрывы опор, опрокидывание опор при тепловых деформациях и др. Таким образом, причин для возникновения осевых вибраций множество, но все они в основе своей возбуждаются поперечными силами в опорах. Поэтому при наличии постоянного многоуровневого контроля и сигнализации повышения вибрации в осевом направлении при умеренных поперечных вибрациях турбина может быть остановлена в соответствии с инструкцией, если возникнет такая необходимость. Представляется технологически оправданным не включать в защиту осевые составляющие вибрации опор.

Возбудители. Возбудители являются ответственными агрегатами в системе валопровода, но имеется много предпосылок для вывода опор возбудителя из защиты, некоторые из которых приведены далее.

1. Конструктивные решения возбудителей таковы, что система "рама - прокладки - фундаментные плиты" имеет трудноустраняемые неплотности, которые со временем приводят к повышению вибрации на подшипниках.

2. Весьма распространённым недостатком является резонанс на опорах возбудителя в осевом направлении, компенсируемый на электростанциях установкой виброгасителя.

Со временем появляется расстройка виброгасителя (например, ослабление крепления), он выходит из работы и возникает рост вибрации.

Если опоры возбудителя будут включены в защиту, то произойдёт необоснованное отключение агрегата.

3. На ряде агрегатов недостаточно надёжно выполнено соединение между ротором генератора и возбудителем, приводящее к росту вибрации.

Эти процессы растянуты во времени и не являются неожиданными. Они контролируются двумя ступенями сигнализации: при превышении СКЗ виброскорости значений 4,5 и 7,1 мм/с, при достижении значения 11,2 мм/с агрегат может быть остановлен по инструкции.

Представляется технологически оправданным не включать в защиту опоры возбудителя, сохраняя полный набор контроля вибрации его подшипников и сигнализации по уровням СКЗ виброскорости 4,5, 7,1, 11,2 мм/с, а также алгоритмов по скачкам, медленным трендам, НЧВ.

Что же остаётся в защите по превышению уровня вибрации? В защите с учётом изложенного сохраняются подшипники роторов ЦВД, ЦСД, ЦНД и генератора. При этом все без исключения подшипники агрегата находятся под контролем четырёх сигнальных алгоритмов: по уровням СКЗ виброскорости 4,5 и 7,1 мм/с, скачкам, трендам, НЧВ.

**Алгоритмы защиты по предельному уровню на опорах.** В рассмотренных директивных документах нет однозначных рекомендаций электростанциям по выбору алгоритма защиты по предельному уровню СКЗ виброскорости.

Наиболее распространённые алгоритмы защиты и их характеристика приводятся далее.

Первый алгоритм - чувствительный: защита должна срабатывать при повышении СКЗ виброскорости по одной компоненте (вертикальной или поперечной) любого подшипника турбины и генератора до СКЗ виброскорости 11,2 мм/с. Алгоритм легко реализуется аппаратно. Недостаток данного алгоритма - необоснованное отключение при временном повышении вибрации на переходных режимах "пуска - останова" агрегата (например, "заедании" опоры и последующем её "прыжке"), опрокидывании опоры, приводящем к зазору между опорой и фундаментной плитой, временному снижению жёсткости и при аппаратурной ошибке одного из каналов вибрации при отсутствии изменений на других каналах.

Поэтому защита по одному каналу ненадёжна с позиции эксплуатации, так как может приводить к необоснованным отключениям агрегата.

Второй - "мягкий": защита должна срабатывать при повышении СКЗ виброскорости одной компоненты вибрации (вертикальной или поперечной) любого подшипника до 11,2 мм/с и подтверждении его возрастания до 7,1 мм/с по другой компоненте этого же подшипника или соседнего.

Третий - "жёсткий" (не чувствительный): защита должна срабатывать при повышении СКЗ виброскорости до 11,2 мм/с сразу по двум направлениям од-

ной опоры или любой компоненты (вертикальной или поперечной) на двух опорах одного ротора или на двух смежных опорах.

Четвёртый - "умеренно жёсткий" защита должна срабатывать при повышении СКЗ виброскорости до 10 мм/с сразу по двум направлениям одной опоры или любой компоненты (вертикальной или поперечной) на двух опорах одного ротора или на двух смежных опорах.

Последний алгоритм предложен Экспертным советом по вибрации при РАО "ЕЭС России".

Из представленных алгоритмов идеальным является тот, при выполнении которого, с одной стороны, не пропускается действительно опасный рост вибрации, а, с другой, он не является чрезмерным, требующим отключение агрегата в "форсажном" режиме.

Неудачный алгоритм может излишне беспокоить персонал, вызывая недоверие к аппаратуре, что, в конечном счете, может привести к сознательному отключению защиты.

**Практика реализации алгоритмов на аппаратуре "АЛМАЗ-7010".** На этой аппаратуре были реализованы различные алгоритмы. Комбинации, при которых должна срабатывать защита, весьма многообразны. Варианты алгоритмов предлагались на основании рекомендаций специалистов, обслуживающих электростанцию. Некоторые из алгоритмов отталкивались от характеристик турбоагрегата на основе динамических коэффициентов влияния. Ряд алгоритмов строился на основании повреждений на турбине и анализа изменений вибрации в этих случаях и др.

Наибольшее распространение получили "мягкий" и "жёсткий" алгоритмы, выбор которых определялся приоритетами электростанции: повышенным вниманием к вибрации (надёжности) или уменьшению числа аварийных отключений и выполнению диспетчерского графика несения нагрузки.

Это, в свою очередь, определялось степенью конструктивного совершенства турбоагрегата: чем лучше конструкция и техническое состояние, тем меньше оснований для случайного возрастания вибрации, и может быть принят более чувствительный алгоритм защиты.

Для агрегатов, которые в процессе пуска и набора мощности из-за конструктивных недостатков или плохого технического состояния склонны к существенным изменениям вибрации, подходит более жёсткий (менее чувствительный) алгоритм защиты, поскольку в противном случае агрегат будет часто аварийно отключаться.



Место измерения	В		П		О
	А, мкм	К	А, мкм	К	А, мкм
ЦВД:					
т. 1	154/5	~31	100/3	33	-/3
т. 2	-/13	-	-/4	-	-/3
ЦСД:					
т. 3	100/12	8,3	120/4	30	-
т. 4	82/8	10,2	89/6	14,8	-/8
ЦНД-1:					
т. 5	12/7	1,7	2/8	0,25	-/8
т. 6	10/19	0,53	40/11	3,63	-/15
ЦНД-2:					
т. 7	73/10	7,3	53/15	3,5	-/20
т. 8	73/6	12,1	60/12	5,0	-/25
ЦНД-3:					
т. 9	97/40	2,4	157/20	7,85	-/14
т. 10	28/45	0,62	53/7	7,60	-/8
Ротор генератора:					
опора № 11	32/23	1,4	235/20	11,8	-
опора № 12	146/22	6,6	260/15	17,3	-

Примечания. 1. В, П, О - направление измерения вибрации соответственно вертикальное, поперечное, осевое; А - размах вибрации (первая гармоника, двойная амплитуда); К - отношение размаха вибрации вала к размаху вибрации опоры. 2. Числитель - размах вибрации вала, знаменатель - опоры. 3. Номера опор обозначены т. 1 - т. 10.

Алгоритм, реализующий показания опоры и вала, может быть назван комбинированным (опора - вал). Цилиндры низкого давления. Для ЦНД-1, -2, -3, как видно из таблицы, характерен большой разброс значений К от 0,25 до 7,85, но они существенно ниже по сравнению со значениями для ЦВД.

Причинами разброса К для ЦНД-1, -2, -3 являются как различные жёсткости опор [отличие внутренних связей (ребер жёсткости) ЦНД, жёсткостей опор, некоторые из которых ужесточались], так и различные расцентровки валопровода на смежных опорах, приводящие к перераспределению опорных нагрузок из-за влияния вакуума, температурных градиентов, тепловых деформаций.

Комментарии с позиции алгоритма защиты ЦНД-1, -2, -3: для цилиндров низкого давления отношение вал/опора достаточно низкое (в среднем  $K=3,5$ ). Поэтому на ЦНД вибрация опор вполне отображает уровень возмущающих сил на данном фрагменте валопровода.

Представляется оправданным алгоритмы защиты на опорах ЦНД-1, -2, -3 осуществлять только по опорам, руководствуясь [1].

Ротор генератора. Анализ значений К для подшипников ротора генератора показывает существенное различие при измерениях вибрации в вертикальном и поперечном направлениях.

Измеренное в поперечном направлении  $K=11,8$  -  $17,3$  и при малом значении вибрации на опорах (15-20 мкм) вибрация по валам составляет 235 - 260 мкм.

Комментарии с позиции алгоритма защиты: учитывая большое значение К для данного типа генератора, при формировании защиты следует снижать порог её срабатывания и переходить на комбинированный алгоритм (рост вибрации на опоре с подтверждением её роста на валу в этом же направлении).

Нет необходимости подтверждения роста вибрации на другой опоре, как того требуют некоторые алгоритмы.

Однако для исключения аппаратных ошибок необходимо подтверждение значений роста вибрации по датчику другой физической природы - датчику вибрации вала (при корректной его установке).

Переход к защите по комбинированному алгоритму защиты системы "вал - опора" должен сопровождаться повышением требований к метрологическим характеристикам датчиков вибрации вала (датчикам зазора).

Одновременно должны возрастать требования к установке датчиков на месте. Необходимо (на уровне программы) иметь возможность учёта состояния поверхности вала, начального боя для исключения их из результатов измерений.

## **Выводы**

1. Защита агрегата должна базироваться, с одной стороны, на нормативных документах, а с другой, на реальных особенностях конструкции турбоагрегата. Каждый тип турбоагрегата в идеале должен иметь свой стандарт алгоритма защиты.

2. В защиту следует включать, как правило, измерения вибрации подшипников собственно турбины и генератора по двум направлениям - вертикальном и поперечном - предпочтительно исключив из защиты данные по вибрации опор возбудителя, но при этом все без исключения подшипники агрегата должны находиться под контролем четырёх сигнальных алгоритмов: по уровням СКЗ виброскорости 4,5 и 7,1 мм/с, скачкам, трендам,

## **НЧВ.**

Такой подход мотивирован эксплуатационной потребностью: сведению к минимуму остановов по внезапной защите и переходу при необходимости к останову турбоагрегата в плановом режиме.

3. Оснащение турбоагрегата системой контроля вибрации валопровода (валов) позволяет выполнять

алгоритмы защиты более гибкими, учитывающими вибрации как опор, так и валов. При этом настройка алгоритма защиты выполняется в два этапа:

первый - при "мягком" (предпочтительно) или других алгоритмах, согласованных с электростанцией по опорам согласно [1];

второй - по комбинированному после наработки базы данных и определения отношений вибрации вал/опора; в защиту по валу включаются те опоры, на которых вибрация вала более представительная (жёсткие опоры).

4. Аппаратура нового поколения, в частности "АЛМАЗ-7010", позволяет создавать алгоритмы защиты, так называемые, "распределенные защиты" турбоагрегатов, учитывающие опорно-жёсткие отличия по длине валопровода.

## **Список литературы:**

1. ГОСТ 25364-97. Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации опор валопроводов и общие требования к проведению измерений.
2. РД 153-34.1-35.116-2001. Объём и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования с поперечными связями.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, 2003.
4. ГОСТ 27165-97. Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации валопроводов и общие требования к проведению измерений.
5. ПТЭ Украины.

## **ДИАМЕХ 2000**

### **Вибродиагностика и Балансировка**

Россия, 115432, г. Москва,  
2-й Кожуховский проезд, д. 29, корп. 2, стр. 16

Тел.: +7 (495) 223-04-20  
Факс: +7 (495) 223-04-90  
e-mail: diamech@diamech.ru

www.diamech.ru