

А.В. МАТЮШИН, А.И. СЫРОМЯТНИКОВ, Г.А. ДЕБРИНОВ, Т.В. ПЕРПЕТА
(Ставропольская ГРЭС, пгт. Солнечнодольск, Россия)

ОРГАНИЗАЦИЯ ВИБРАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ СЕРДЕЧНИКОВ И КОРПУСОВ СТАТОРОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ. ОПЫТ СНИЖЕНИЯ ВИБРАЦИИ С ЧАСТОТОЙ 100 ГЦ НА СЕРДЕЧНИКЕ И КОРПУСЕ СТАТОРА ТУРБОГЕНЕРАТОРА ТГВ-300

На Ставропольской ГРЭС установлены 8 энергоблоков с турбиной К-300-240-2 ХТЗ и генератором ТГВ-300 с водородным охлаждением ГП «Электротяжмаш». Турбогенераторы (ТГ) работают более 30 лет, 7 из 8 энергоблоков выработали свой парковый ресурс, и задача достоверного определения технического состояния, обеспечения вибрационной надежности ТГ является крайне актуальной для их эксплуатации.

Причины, вызывающие вибрацию корпуса турбогенератора

Причины, вызывающие вибрацию статора генератора, по своей природе могут быть разделены на две группы: механического и электромагнитного характера.

Электромагнитные вибрации статора обусловлены принципом работы генератора – в результате взаимодействия магнитных сил обмоток ротора и статора. В стержнях обмотки статора, уложенных в пазах сердечника, возникают деформации изгиба, которые носят волновой характер и следуют за вращающимся магнитным полем. При нормальных режимах работы генератора обмотка испытывает взаимодействие электродинамических сил, пропорциональных квадрату тока и изменяющихся с частотой 100 Гц. Эти колебания определяют работу не только сердечника статора, узлов его крепления и подвески, но и в некоторых случаях обмотки статора, в особенности её лобовых частей.

Повышенная *вибрация электромагнитного характера* сердечника и корпуса, выполненных конструктивно с учётом всех требований к виброустойчивости, возникает в следующих случаях:

1. Высокие токовые нагрузки вызывают значительные вибрации стержней обмотки статора, что может привести к ряду нарушений в обмотке и, как следствие, к отказу в работе генератора;
2. Нарушение виброизоляции сердечника приводит к повышенной вибрации корпуса статора, что может вызвать недопустимую вибрацию встроенных подшипников ротора генератора;
3. Изменение собственной частоты сердечника и корпуса статора генератора по причине длительной эксплуатации, в том числе приближение собственной частоты к 100 Гц.

Вибрация механического характера вызывается вращающимся ротором и через подшипники, а также фундамент передаётся на корпус и другие конструктивные элементы статора. Частота этих возмущений, как правило, равна частоте вращения, т. е. 50 Гц.

Но при некоторых опасных дефектах, таких как:

а) трещина в роторе,

б) дефекты, связанные с муфтой и опорами подшипников,

в спектре вибрации появляется 2-я оборотная составляющая. То есть при частоте вращения $F_{об} = 50$ Гц она равна 100 Гц так же, как и вибрация электромагнитного происхождения. Вследствие этого очень важно уметь разделять причины, приводящие к возникновению вибрации на частоте 100 Гц для двухполюсных электрических машин, чтобы не пропустить серьезные дефекты механического происхождения.

Сердечники и корпуса статоров турбогенераторов, выполненные при изготовлении с учётом всех требований к виброустойчивости, со временем изменяют свои характеристики, поэтому становится актуальным их вибрационный контроль в процессе эксплуатации.

Периодический вибрационный контроль, снятие амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) сердечника и корпуса статора турбогенератора позволяют своевременно обнаружить существенные изменения технического состояния узлов агрегата и с большей достоверностью диагностировать причины, вызвавшие эти изменения.

На основании этих измерений на Ставропольской ГРЭС в 2008 г. произведена замена дефектного статора ТГВ-300 на новый.

В настоящее время виброконтроль корпуса генератора ведётся переносными приборами.

Но для оперативного контроля вибрационного состояния сердечника и корпуса статора (рис. 1), более эффективного использования системы виброконтроля, с точки зрения анализа на различных режимах работы генератора, а также сравнения с эксплуатационными параметрами агрегата, построения трендов по нескольким параметрам, по мнению авторов, считается целесообразной организация постоянного виброконтроля сердечников с выводом информации на стационарную систему контроля вибрации турбоагрегата.

На Ставропольской ГРЭС в 2007 г. на сердечники статоров турбогенераторов ст. № 1÷8 установлены по четыре вибрационных датчика (рис. 1, а) и организован периодический (2 раза в год) контроль вибрации переносным прибором.

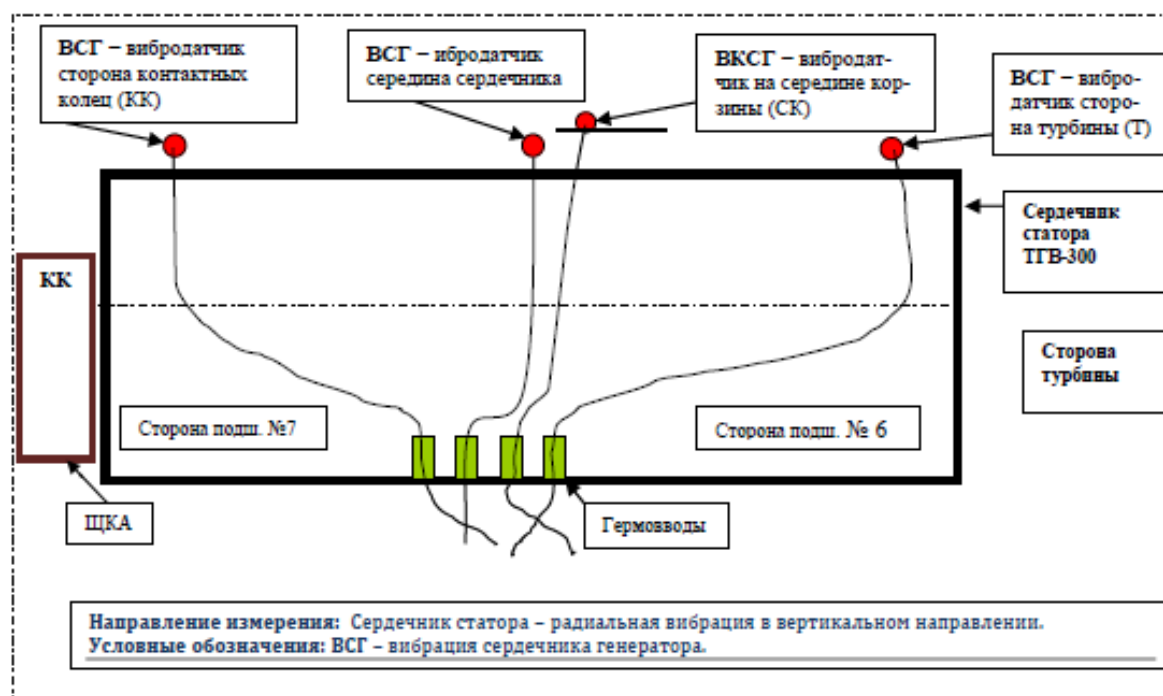
В настоящее время повышенную вибрацию на двойной частоте сети 100 Гц имеют два турбогенератора на корпусе и сердечнике и еще два турбогенератора имеют повышенную вибрацию только корпуса. В связи с тем, что опоры турбогенератора встроены в корпус, на последних также возникает повышенная вибрация с частотой 100 Гц.

Виброисследование проблемного агрегата

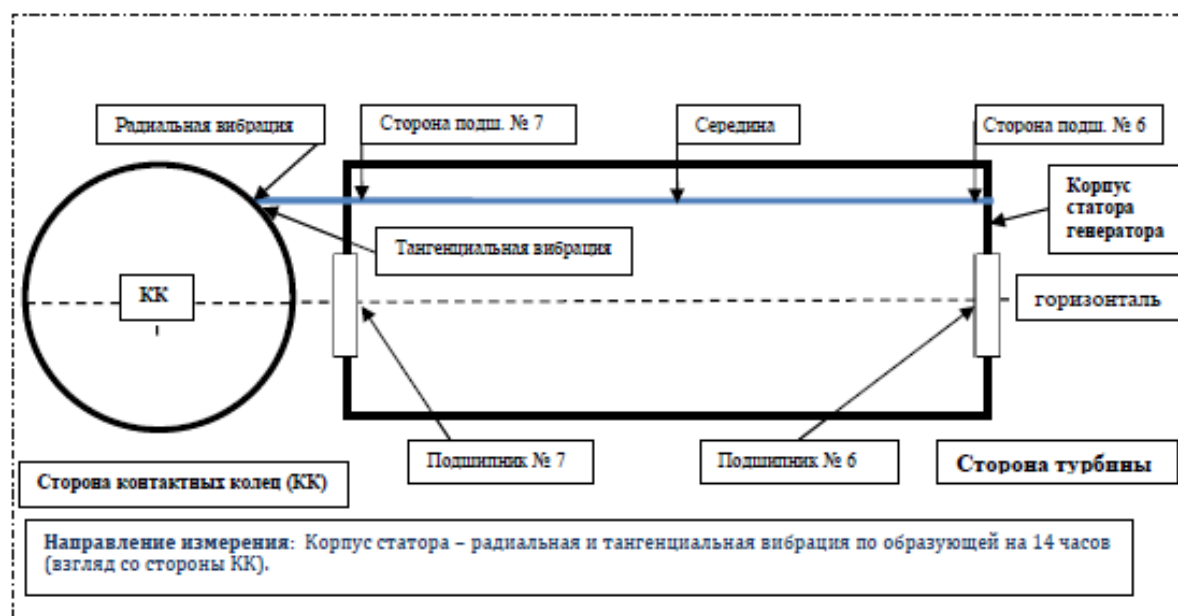
Турбогенератор № 3 (введен в эксплуатацию в 1976 г.) является самой проблемной из четырех вышеназванных машин, которая имеет повышенную вибрацию на корпусе и сердечнике с двойной частотой сети 100 Гц. Среднеквадратическое значение (СКЗ) виброскорости $V_{\text{скз}}$ на задней опоре турбогенератора в поперечном и осевом направлениях превышало норму ПТЭ (4,5 мм/с) при определенных значениях активной и реактивной нагрузки.

Для определения характера вибрации были установлены вибродатчики на сердечник и выполнены одновременно измерения вибрации корпуса и сердечника ТГ на различных режимах

работы генератора (табл. № 1, 2). Нормы вибрации сердечника и корпуса ТГ на частоте 100 Гц составляют не более 60 и 30 мкм соответственно (РД 34.45-51.300-97).



а)



б)

Рис. 1. Схема измерения вибрации сердечника (а) и корпуса (б) статора турбогенератора

Таблица 1

Замеры вибрации корпуса ТГВ-300 в 2007 г.

Режим замера	Вибрация	Точка измерения					
		Рад. стор. п. № 6	Тангенц. стор. п. № 6	Рад. серед.	Тангенц. середины	Рад. стор. п. № 7	Тангенц. стор. п. № 7
$N_a = 300$ МВт; $N_p = 60$ Мвар	$V_{\text{ср}}, \text{мм/с}$	1,3	2,2	11,6	3,7	1,3	2,3
	$S_{100}, \text{мкм}$	14	17	52	20	13	16,2

Таблица 2

Замеры вибрации сердечника ТГВ-300 в 2007 г.

Режим замера	Вибрация	Точка измерения			
		Радиальная сердечника стор. п. № 6	Радиальная середины сердечника	Радиальная сердечника стор. п. № 7	Радиальная середины корзины
$N_a = 300$ МВт; $N_p = 60$ Мвар	$V_{\text{ср}}, \text{мм/с}$	6,0	10,0	17,7	7,9
	$S_{100}, \text{мкм}$	26	49	80	35,6

Как наглядно видно из приведённых данных, источником повышенной вибрации действительно является сердечник турбогенератора.

Применение динамических гасителей вибрации (ДГВ)

Для снижения вибрации на подшипниковых узлах турбогенератора в эксплуатационных условиях одним из средств является применение ДГВ.

ДГВ, установленные на торцевых шитах (рис. 2), ориентированы в осевом и поперечном направлениях, настроены на ту частоту, на которой необходимо получить снижение вибрации конструкции. В данном случае это частота 100 Гц. ДГВ обеспечили снижение среднеквадратического значения виброскорости на задней опоре генератора на 2–3 мм/с, что позволяет эксплуатировать агрегат с допустимой вибрацией подшипниковых узлов.



Рис. 2. Установка динамических гасителей вибрации на торцевом щите подшипника № 7 ТГВ-300 Ставропольской ГРЭС

Ужесточение конструкции подвески сердечника

На статоре за период эксплуатации неоднократно отмечалась повышенная вибрация сердечника статора, признаки ослабления и повреждения системы упругой подвески (налет красно-бурой пыли, трещины сварных швов между стяжными призмами и распорными встречными клиньями).

В декабре 2014 – январе 2015 гг. наметился существенный рост вибрации сердечника и корпуса статора генератора. Рост вибрации сердечника генератора (сторона подшипника № 7) в радиальном направлении относительно предыдущих замеров при номинальной нагрузке составлял порядка 23 % (от средней вибрации за предыдущие 7 лет наблюдения). Увеличение вибрации сердечника статора произошло до 108 мкм при норме 60 мкм. Повышенная вибрация статора турбогенератора определяется магнитной вибрацией сердечника статора и близостью собственной частоты корпуса и торцевых щитов к двойной частоте сети в 100 Гц.

Появился хорошо различимый сильный гул генератора с ощутимой передачей на строительные конструкции главного корпуса. Было проанализировано состояние генератора и возможность восстановления его работоспособного состояния. Была привлечена организация, имеющая опыт работы по снижению вибрационного состояния генераторов путем усиления связи сердечника с промежуточной рамой статора (установка дополнительных клиньев). Установка клиньев была проведена во всех четырех круговых отсеках промежуточной рамы в каждое технологическое окно.

После проведенных работ по усилению связи сердечника с промежуточной рамой статора турбогенератора ТГВ-300 ст. № 3 радиальная вибрация сердечника (сторона КК), рис. 3, и корпуса (середина) статора, рис. 4, существенно снизилась, но по-прежнему в указанных точках измерения радиальная вибрация сердечника и корпуса превышает норму, установленную НТД, во всем диапазоне нагрузок. В остальных точках измерения вибрация соответствует норме.

После эксплуатации в течение трех недель энергоблок был остановлен, выполнен осмотр состояния клиньев, составлена карта изменений зазоров между клиньями, рамой и сердечником генератора. Из полученных данных было сделано предположение, что дальнейшее улучшение вибрационного состояния генератора энергоблока № 3 возможно при внедрении мероприятий, разработанных по результатам анализа перераспределения нагрузки на раму и определения состояния пружинной системы.

Важными эксплуатационными составляющими контроля технического состояния статоров являются вибрационный мониторинг, ведение документации: технические акты на измерения, программы, графики АЧХ.

Далее прилагаются выдержки из технического акта по результатам измерений вибрации подшипников, сердечника и корпуса статора ТГВ-300 ст. № 3 после усиления связи сердечника с промежуточной рамой статора турбогенератора.

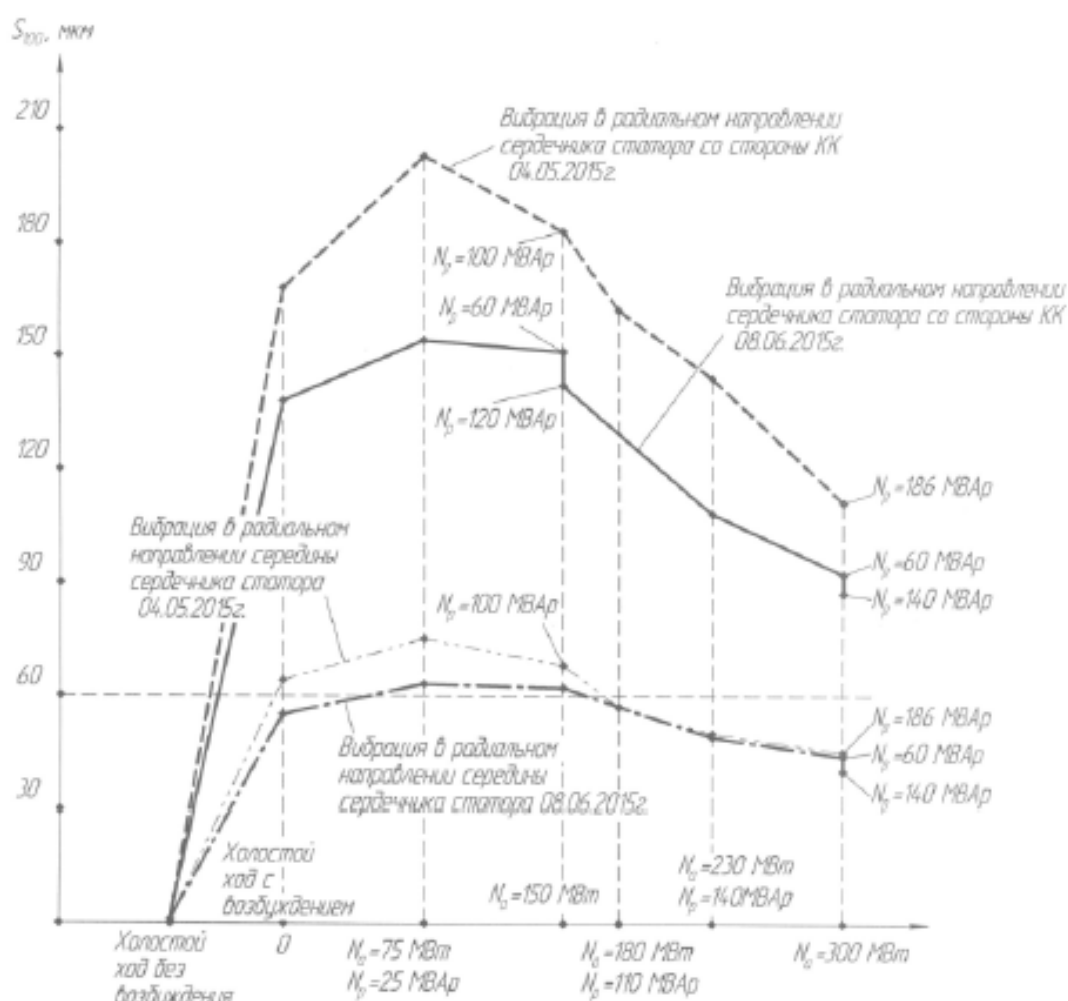


Рис. 3. Сравнение максимальных уровней вибрации на сердечнике статора до усиления связи сердечника с промежуточной рамой (04–05.05.2015) и на пробном пуске после усиления связи сердечника с промежуточной рамой (08.06.2015)

Заключение

(из технического акта по результатам измерений вибрации подшипников, сердечника и корпуса статора ТГВ-300 ст. № 3 после усиления связи сердечника с промежуточной рамой статора турбогенератора)

После 7 суток непрерывной работы было выявлено:

1. По результатам проведенных работ по усилению связи сердечника с промежуточной рамой статора турбогенератора ТГВ-300 ст. № 3 радиальная вибрация сердечника (сторона КК) и корпуса (середина) статора существенно снизилась, но по-прежнему в указанных точках измерения радиальная вибрация сердечника и корпуса превышает норму, установленную НТД во всем диапазоне нагрузок. В остальных точках измерения (схема измерения – см. рис. 1) вибрация соответствует норме.

2. Вибрация подшипников генератора (№ 6, 7) снизилась и не превышает норму, установленную НТД, во всем диапазоне нагрузок при условии, что на $N_a = 150$ МВт реактивная мощность выше 30 Мвар. На подшипнике № 7 работают динамические виброгасители в поперечном и осевом направлениях, обеспечивая уровни вибрации, не превышающие норму.

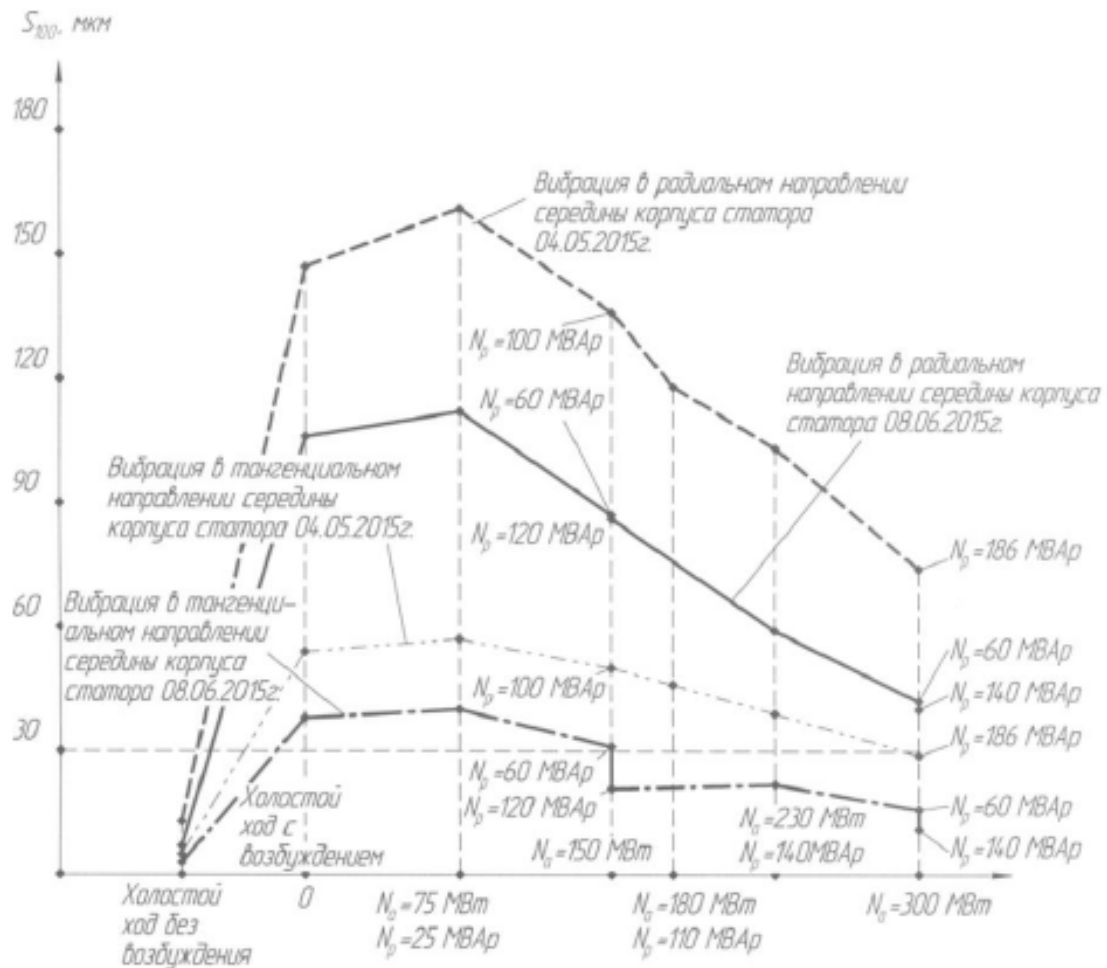


Рис. 4. Сравнение максимальных уровней вибрации на корпусе статора до усиления связи сердечника с промежуточной рамой (04–05.05.2015) и на пробном пуске после усиления связи сердечника с промежуточной рамой (08.06.2015)

3. Повышенная вибрация сердечника, корпуса и подшипников турбогенератора определяется магнитной вибрацией сердечника статора на двойной частоте сети 100 Гц и близостью собственной частоты статора к двойной частоте сети.

4. Наибольшие значения вибрации сердечника (сторона КК) и середины корпуса статора ТГВ-300 ст. № 3 наблюдаются в момент возбуждения генератора, при наборе нагрузки и минимальных значениях активной и реактивной мощности в регулируемом диапазоне мощности.

5. Максимальная вибрация сердечника генератора (сторона КК), при повышении частоты вращения турбины до 3104 об/мин, во время пуска 04.05.2015 г. была примерно 3040 об/мин, теперь же наблюдается 3104 об/мин, что связано с общим ужесточением подвесной системы статора. Резонанс, как и предполагалось, сместился в сторону увеличения частоты вращения. Опыт проводился на возбужденном турбогенераторе, ток возбуждения 1000 А.

6. Максимальная вибрация середины корпуса генератора при повышении частоты вращения турбины до 3104 об/мин, как и прежде, наблюдается 3040 об/мин. Опыт проводился на возбужденном турбогенераторе, ток возбуждения 1000 А.

Выводы

При включении в сеть и взятии нагрузки на турбогенераторе $N_a = 300$ МВт и $N_p = 60$ Мвар вибрация ($F = 100$ Гц) в максимальных точках составляла: сердечник статора (сторона КК) – 87 мкм, середина корпуса статора (середина) – 42 мкм.

Спустя 7 суток работы, после прогрева турбогенератора на аналогичном режиме работы, вибрация выросла и составила: сердечник статора (сторона КК) – 107 мкм и корпус статора (середина) – 63 мкм. Эти данные можно считать *базовыми* для оценки результата проведенной реконструкции по усилению связи сердечника с внутренней рамой (корзиной) турбогенератора.

Данные базовые значения вибрации на указанном режиме работы примерно соответствуют уровням вибрации сердечника (сторона КК) и середины корпуса статора турбогенератора, измеренным 01.12.2014, т. е. ещё до начала существенного роста вибрации статора с середины декабря 2014 г.

Список литературы

1. Станиславский, Л.Я. Вибрационная надежность мощных турбогенераторов [Текст] / Л.Я. Станиславский, Л.Г. Гаврилов, Э.С. Остерник. – М.: Энергия, 1975.
2. Брановский, М.А. Исследование и устранение вибрации турбоагрегатов [Текст] / М.А. Брановский и [др.]. – М.: Энергия, 1969.
3. Рунов, Б.Т. Исследование и устранение вибрации паровых турбоагрегатов [Текст] / Б.Т. Рунов. – М.: Энергоиздат, 1982.
4. Гольдин, А.С. Вибрация роторных машин [Текст] / А.С. Гольдин. – М.: Машиностроение, 1999.
5. И 09.07-87-13. Нормы вибрации вращающегося оборудования котлотурбинного цеха Филиала ПАО «ОГК-2» – Ставропольская ГРЭС [Текст]: инструкция.
6. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования [Текст]. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
7. Электрические станции. – 2006. – № 2.