Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ НП «ИНВЭЛ»

СТО 70238424.29.160.20.013–2009

ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ ЕДИНОЙ СЕРИИ ТВФ

Групповые технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования.

Издание официальное

Дата введения – 2010–01–11

Москва
2010

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. «О техническом регулировании», а правила разработки и применения стандартов организации – ГОСТ Р 1.4–2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Настоящий стандарт устанавливает технические требования к ремонту турбогенераторов единой серии ТВФ и требования к качеству отремонтированных турбогенераторов.

Стандарт разработан в соответствии с требованиями к стандартам организаций электроэнергетики «Технические условия на капитальный ремонт оборудования электростанций. Нормы и требования», установленными в разделе 7 СТО «Тепловые и гидравлические станции. Методики оценки качества ремонта энергетического оборудования».

Применение настоящего стандарта, совместно с другими стандартами ОАО РАО «ЕЭС России» и НП «ИНВЭЛ» позволит обеспечить выполнение обязательных требований, установленных в технических регламентах по безопасности технических систем, установок и оборудования электрических станций.

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Закрытым акционерным обществом «Центральное конструкторское бюро Энергоремонт» (ЗАО «ЦКБ Энергоремонт»)

2 ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом НП «ИНВЭЛ» от 17.12.2009 № 90

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© НП «ИНВЭЛ», 2009

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения НП «ИНВЭЛ»

Оглавление

Предисловие II
Сведения о стандарте III
1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения, обозначения и сокращения 2
4 Общие положения 4
5 Общие технические сведения 5
6 Общие технические требования 9
7 Требования к составным частям 9
8 Требования к сборке и к отремонтированному турбогенератору. 47
9 Испытания и показатели качества отремонтированных турбогенераторов единой серии ТВФ. 51
10 Требования к обеспечению безопасности. 51
11 Оценка соответствия 51
Приложение А (рекомендуемое) Перечень средств измерений 53
Библиография 54

Турбогенераторы единой серии ТВФ Групповые технические условия на капитальный ремонт Нормы и требования

Дата введения – 2010–01–11

1 Область применения

Настоящий стандарт организации:

– является нормативным документом, устанавливающим технические нормы и требования к ремонту турбогенераторов единой серии ТВФ, направленные на обеспечение промышленной безопасности тепловых электрических станций, экологической безопасности, повышение надежности эксплуатации и качества ремонта;

– устанавливает технические требования, объем и методы дефектации, способы ремонта, методы контроля и испытаний к составным частям и турбогенераторам единой серии ТВФ в целом в процессе ремонта и после ремонта;

– устанавливает объемы, методы испытаний и сравнения показателей качества отремонтированных турбогенераторов единой серии ТВФ с их нормативными и доремонтными значениями;

– распространяется на капитальный ремонт турбогенераторов единой серии ТВФ;

– предназначен для применения генерирующими компаниями, эксплуатирующими организациями на тепловых электростанциях, ремонтными и иными организациями, осуществляющими ремонтное обслуживание оборудования электростанций.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты и другие нормативные документы:

Федеральный закон РФ от 27.12.2002 № 184–ФЗ "О техническом регулировании"

ГОСТ 27.002–89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 10–88 Нутромеры микрометрические. Технические условия

ГОСТ 166–89 Штангенциркули. Технические условия

ГОСТ 427–75 Линейки измерительные металлические. Технические требования

ГОСТ 533–2000 Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия

ГОСТ 577–68 Индикаторы часового типа с ценой деления 0,01 мм. Технические условия

ГОСТ 6507–90 Микрометры. Технические условия

ГОСТ 8026–92 Линейки поверочные. Технические условия

ГОСТ 8925–68 Щупы плоские для станочных приспособлений. Конструкция

ГОСТ 9378–93 Образцы шероховатости поверхности (сравнения). Общие технические условия

ГОСТ 10905–86 Плиты поверочные и разметочные. Технические условия

ГОСТ 15467–79 Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 16504–81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения

ГОСТ 18322–78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения

ГОСТ 25706–83 Лупы. Типы, основные параметры. Общие технические требования

СТО утвержден Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» №275 от 23.04.2007 Тепловые и гидравлические станции. Методики оценки качества ремонта энергетического оборудования

СТО 70238424.27.100.017-2009 Тепловые электростанции. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования

СТО 17230282.27.100.006–2008 Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений электрических станций и сетей. Условия выполнения работ подрядными организациями. Нормы и требования

СТО 70238424.29.160.20.001–2009 Турбогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования

СТО 17330282.27.010.001–2008 Электроэнергетика. Термины и определения

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по Федеральному закону РФ от 27.12.2002 № 184–ФЗ "О техническом регулировании", ГОСТ 15467, ГОСТ 16504, ГОСТ 18322, ГОСТ 27.002, СТО 17330282.27.010.001–2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1требование: Норма, правила, совокупность условий, установленных в документе (нормативной и технической документации, чертеже, стандарте), которым должны соответствовать изделие или процесс.

3.1.2характеристика: Отличительное свойство. В данном контексте характеристики физические (механические, электрические, химические) и функциональные (производительность, мощность …).

3.1.3характеристика качества: Присущая характеристика продукции, процесса или системы, вытекающая из требований.

3.1.4качество отремонтированного оборудования: Степень соответствия совокупности присущих оборудованию характеристик качества, полученных в результате выполнения его ремонта, требованиям, установленным в нормативной и технической документации.

3.1.5качество ремонта оборудования: Степень выполнения требований, установленных в нормативной и технической документации, при реализации комплекса операций по восстановлению исправности или работоспособности оборудования или его составных частей.

3.1.6оценка качества ремонта оборудования: Установление степени соответствия результатов, полученных при освидетельствовании, дефектации, контроле и испытаниях после устранения дефектов, характеристикам качества оборудования, установленным в нормативной и технической документации.

3.1.7технические условия на капитальный ремонт: Нормативный документ, содержащий требования к дефектации изделия и его составных частей, способы ремонта для устранения дефектов, технические требования, значения показателей и нормы качества, которым должно удовлетворять изделие после капитального ремонта, требования к контролю и испытаниям оборудования в процессе ремонта и после ремонта.

3.1.8эксплуатирующая организация: Организация, имеющая в собственности, хозяйственном ведении имущество электростанции, осуществляющая в отношении этого имущества права и обязанности, необходимые для ведения деятельности по безопасному производству электрической и тепловой энергии в соответствии с действующим законодательством.

3.1.9оценка соответствия: Прямое или косвенное определение соблюдения требований к объекту оценки соответствия**.**

3.2 Обозначения и сокращения

ВК – визуальный контроль;
ИК – измерительный контроль;
Карта – карта дефектации и ремонта;
КИ – контрольные испытания;
НК – неразрушающий контроль;
НТД – нормативная и техническая документация;
УЗД – ультразвуковая дефектоскопия;
ЦД – цветная дефектоскопия;
R_a – среднее арифметическое отклонение профиля;
R_z – высота неровностей профиля по десяти точкам.

4 Общие положения

4.1 Подготовка турбогенераторов к ремонту, вывод в ремонт, производство ремонтных работ и приемка из ремонта должны производиться в соответствии с нормами и требованиями СТО 70238424.27.100.017-2009.

Требования к ремонтному персоналу, гарантиям производителя работ по ремонту установлены в СТО 17330282.27.100.006–2008.

4.2 Выполнение требований настоящего стандарта определяет оценку качества отремонтированных турбогенераторов. Порядок проведения оценки качества ремонта турбогенераторов устанавливается в соответствии с СТО, утвержденным Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» №275 от 23.04.2007.

4.3 Настоящий стандарт применяется совместно со стандартом СТО 70238424.29.160.02.001–2009.

4.4 Требования настоящего стандарта, кроме капитального, могут быть использованы при среднем и текущем ремонтах турбогенераторов. При этом учитываются следующие особенности их применения:

– требования к составным частям и турбогенератору в целом в процессе среднего или текущего ремонта применяются в соответствии с выполняемой номенклатурой и объемом ремонтных работ;

– требования к объемам и методам испытаний и сравнению показателей качества отремонтированного турбогенератора с их нормативными и доремонтными значениями при среднем ремонте применяются в полном объеме;

– требования к объемам и методам испытаний и сравнению показателей качества отремонтированного турбогенератора с их нормативными и доремонтными значениями при текущем ремонте применяются в объеме, определяемом техническим руководителем электростанции и достаточным для установления работоспособности турбогенератора.

4.5 При расхождении требований настоящего стандарта с требованиями других НТД, выпущенных до утверждения настоящего стандарта, необходимо руководствоваться требованиями настоящего стандарта.

При внесении предприятием–изготовителем изменений в конструкторскую документацию на турбогенераторы и при выпуске нормативных документов органов государственного надзора, которые повлекут за собой изменение требований к отремонтированным составным частям и турбогенератору в целом, следует руководствоваться вновь установленными требованиями вышеуказанных документов до внесения соответствующих изменений в настоящий стандарт.

4.6 Требования настоящего стандарта распространяются на капитальный ремонт турбогенераторов в течение полного срока службы, установленного в НТД на поставку турбогенераторов или в других нормативных документах. При продлении в установленном порядке продолжительности эксплуатации турбогенераторов сверх полного срока службы, требования настоящего стандарта применяются в разрешенный период эксплуатации с учетом требований и выводов, содержащихся в документах на продление продолжительности эксплуатации.

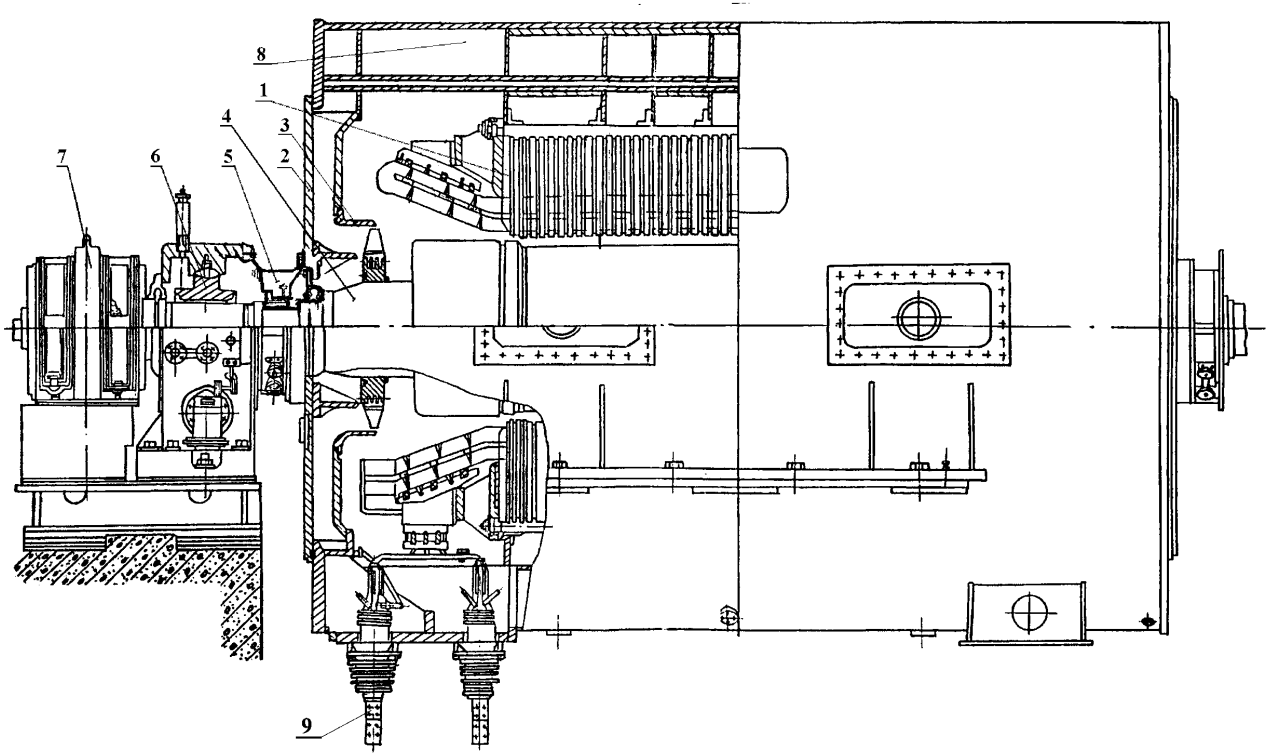
5 Общие технические сведения

5.1 Группа турбогенераторов единой серии ТВФ включает турбогенераторы ТВФ–63–2Е и ТВФ–110–2Е. Последние выпускались в нескольких модификациях: ТВФ–110–2ЕУЗ, ТВФ–110–2ЕТЗ, ТВФ–110–2ЕПУЗ, отличающихся друг от друга в основном конструкцией ротора. Разрабатывались и выпускались турбогенераторы предприятием АО «Электросила» и заводом «Элсиб».

Общий вид турбогенератора единой серии ТВФ приведен на рисунке 5.1.

Основные характеристики и параметры турбогенераторов единой серии ТВФ приведены в табл. 5.1.

5.2 Стандарт разработан на основе конструкторской, нормативной и технической документации заводов-изготовителей.



1 – статор; 2 – щит наружный; 3 – обтекатель; 4 – ротор; 5 – уплотнение вала ротора;
6 –подшипник опорный; 7 – щеточный аппарат; 8 – газоохладитель; 9 – концевой вывод

Рисунок 5.1– Турбогенератор единой серии ТВФ

Таблица 5.1 – Основные характеристики и параметры турбогенераторов единой серии ТВФ

Основные параметры	ТВФ–63–2Е	ТВФ–110–2Е
Полная мощность, кВ·А	78750	137500
Активная мощность, кВт	63000	110000
Коэффициент мощности	0,8	0,8
Напряжение, В	6300/10500	10500
Ток статора, А	7217/4330	7560
Частота, Гц	50	50
Частота вращения, об/мин	3000	3000
Коэффициент полезного действия, %	98,3	98,4
Статическая перегружаемость	1,7	
Маховой момент ротора, т·м^2	5,5	11,6
Максимальный вращающий момент действующий на валопровод при коротком замыкании в обмотке статора 3–фазное к.з. 2–фазное к.з.	5,4* 6,8 7,9	5,8* 7,5 8,6
Критическая частота вращения, об/мин	1330/3800	1540/3860
Соединение фаз обмотки статора	треугольник–звезда	двойная звезда
Число выводов обмотки статора	6	9
Давление водорода, кгс/см^2, (Мпа)	2 (0,196)	2 (0,196)
Допустимая минимальная температура охлаждающего газа, °С	Не ниже 20	Не ниже 20
Чистота водорода, % не менее	97	98
Температура точки росы водорода в корпусе при рабочем давлении не выше, °С и выше температуры воды на входе в газоохладители	15	15
Наибольшее эксплуатационное избыточное давление холодной воды в газоохладителях, кгс/см^2	3,0	3,0
Температура холодной воды номинальная, °С наименьшая, °С	 33 13	 33 13
Номинальный расход воды через газоохладитель, м^3/час	200	200
Примечание - * Момент короткого замыкания, действующий на фундамент.		

5.3 Турбогенераторы единой серии ТВФ предназначены для выработки электроэнергии при непосредственном соединении с паровыми турбинами на тепловых электростанциях. Турбогенераторы выполнены с непосредственным во-

дородным охлаждением обмотки ротора и сердечника статора и косвенным водородным охлаждением обмотки статора.

Охлаждающий водород циркулирует в генераторе под действием вентиляторов, установленных на валу ротора и охлаждается горизонтальными газоохладителями, встроенными в корпус турбогенератора.

Корпус статора турбогенераторов газонепроницаемый, выполнен неразъемным и имеет внутри поперечные кольца жесткости для крепления сердечника.

Наружные щиты непосредственно объединены с внутренними щитами, к которым прикрепляются вентиляторные щиты (обтекатели). Разъем щитов расположен в горизонтальной плоскости. Вентиляторные щиты изолируются как от внешних щитов, так и половины щитов между собой.

В щитах и валу ротора предусмотрены каналы, по которым охлаждающий газ попадает в лобовые части обмотки ротора.

Для проникновения внутрь корпуса статора, не разбирая наружные щиты, в нижней его части предусмотрен люк, уплотненный резиновой прокладкой.

Сердечник статора собран на клиньях из сегментов электротехнической стали толщиной 0,5 мм, покрытых изолирующим лаком, и вдоль оси разделен вентиляционными каналами на пакеты.

Клинья сердечника статора приварены к поперечным кольцам корпуса статора.

В пазы сердечника статора уложены стержни статорной обмотки, изоляция стержней – термореактивная. Начала и концы обмотки выведены наружу через выводы.

Обмотка статора в пазах закреплена специальными встречными клиньями и гофрированными боковыми прокладками из полупроводящего стеклотекстолита. Лобовые части обмотки – корзиночного типа закреплены с помощью кронштейнов, колец, различных распорок и формующихся материалов с последующей запечкой.

Ротора изготовлены из цельных поковок специальной стали, обеспечивающей механическую прочность при всех режимах работы турбогенератора.

Обмотки роторов выполнены из полосовой меди с присадкой серебра и имеют непосредственное охлаждение водородом по схеме самовентиляции с забором газа из «воздушного» зазора машины.

Пазовые дюралюминиевые клинья, удерживающие обмотку в пазу, имеют заборные и выходные отверстия для охлаждающего газа, совпадающие с боковыми каналами, выполненными в катушках.

Лобовая часть витков обмотки охлаждается по двухструйной схеме водородом, поступающим из зон давления в щитах.

Контактные кольца «уменьшенного» диаметра установлены на валу за подшипником турбогенератора. Для охлаждения щеток и контактных колец имеется вентилятор, установленный между контактными кольцами.

Щеточно–контактный аппарат защищен открывающимся кожухом.

Роторные бандажи выполнены из немагнитной стали и имеют горячую посадку на бочке ротора. От осевых смещений бандажные кольца удерживаются гребенчатыми шпонками.

Лобовые части обмотки ротора изолированы от бандажных и центрирующих колец стеклотекстолитом.

Контроль теплового состояния обмотки и сердечника статора, а также охлаждающих сред производится термопреобразователями сопротивления.

Контроль теплового состояния обмотки ротора осуществляется по величине среднего сопротивления обмотки.

5.4 Наибольшие допустимые температуры отдельных узлов и охлаждающего газа турбогенераторов единой серии ТВФ при номинальных давлении и температуре охлаждающих сред приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Наименование узлов турбогенератора	**Наибольшая температура, °С, измеренная**		
	по сопротивлению обмотки	**термометрами сопротивления**	**ртутными термометрами**
Обмотка статора	–	120	–
Обмотка ротора	115	–	–
Сердечник статора	–	120	–
Горячий газ в турбогенераторе	–	75	75
Холодный газ после газоохладителя	–	Не более 40* Не более 55**	–

Примечания:
* Номинальная температура холодного газа.
** Предельно–допустимая температура холодного газа.

5.5 Конструктивные характеристики, рабочие параметры и назначение турбогенераторов должны соответствовать ГОСТ 533.

6 Общие технические требования

6.1 Требования к метрологическому обеспечению ремонта, маркировке составных частей, крепежным и уплотнительным деталям, контактным соединениям, материалам и запасным частям, применяемым при ремонте, определяются в соответствии с требованиями раздела 6 СТО 70238424.29.160.20.001–2009.

Перечень рекомендуемых средств измерения приведен в приложении А.

Допускается замена контрольного инструмента на инструмент класса точности не ниже класса точности инструмента, указанного в приложении А.

7 Требования к составным частям

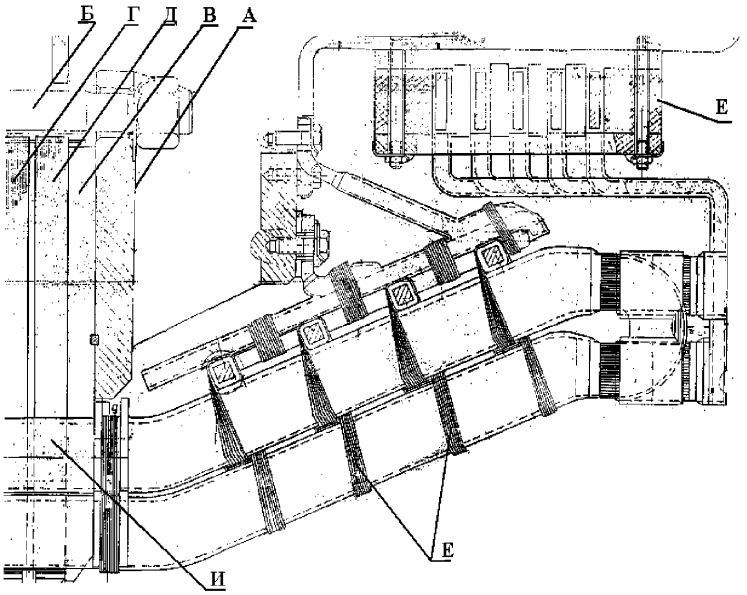
Требования к составным частям, установленные в настоящем Стандарте, должны применяться совместно с соответствующими требованиями к составным частям СТО 70238424.29.160.20.001–2009 и СО 34.45–51.300–97 [1].

7.1 Составные части статора

Дефектацию и ремонт составных частей статора 1, щита наружного 2 и обтекателя 3 (см. рисунок 5.1) необходимо проводить в соответствии с картами 1– 3.

Карта дефектации и ремонта 1

Статор поз. 1 рисунка 5.1
Количество на генератор, шт. – 1



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Трещины в сварке и элементах подвески.	ВК	Лупа ЛП4-10^{x}	Сварка	Трещины в сварке не допустимы.
Б	Нарушение целостности (трещины, изломы) стяжных ребер, самоотвинчивание гаек нажимного кольца.	ВК	Лупа ЛП4-10^{x}	Сварка	Оценка качества ремонтной сварки должна соответствовать конструкторской документации Наличие трещин в призмах, самоотвинчивание гаек не допускается
В	Тангенциальное и аксиальное смещение нажимных пальцев.	ВК	—	Закрепление в первоначальном положении	Смещение нажимных пальцев не допускается
Г	Разрушение, оплавления сегментов активной стали.	ВК, ИК, КИ	Лупа ЛП4-10^{x} Термометры шкала 0–100°С Амперметр	1. Удаление поврежденного участка 2. Зачистка и травление кислотой	1. Поврежденный участок должен быть полностью удален. 2. После зачистки и травления лаковая пленка между сегмен-

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
			Ваттметр Частотомер	3. Установка клиньев–заполнителей	тами должна просматриваться сплошными линиями. 3. Активную сталь статора испытать в соответствии с нормами [1]. 4. Обмотку статора испытать в соответствии с нормами [1].
Г	Следы местных перегревов, контактной коррозии активной стали.	ВК, ИК, КИ	Термометры шкала 0–100°С Амперметр Вольтметр Ваттметр Частотомер	1. Зачистка 2. Травление кислотой 3. Восстановление активной стали	1. После зачистки и травления лаковая пленка между сегментами сердечника должна просматриваться сплошными линиями. 2. Активную сталь статора испытать в соответствии с нормами [1].
Г	Нарушения защитного покрытия активной стали расточки статора.	ВК	—	1. Очистка 2. Покрытие двумя слоями лака ЛЭ–7М	Поверхность защитного покрытия активной стали должна быть без отслаивания, ровной и без подтеков лака
Д	Ослабление плотности прессовки активной стали.	ВК, ИК, КИ	Щупы. Набор № 2 Термометры шкала 0–100°С Амперметр Вольтметр Ваттметр Динамометрический ключ	1. Установка клиньев–заполнителей 2. Подтяжка гаек нажимного кольца 3. Восстановление плотности прессовки	1. Щуп от усилия руки не должен входить между сегментами активной стали на глубину более 1 мм на участке не ближе 100 мм от нажимного кольца. 2. Гайки нажимного кольца должны быть затянуты и закреплены от самоотвинчивания. 3. Активную сталь статора и обмотку статора испытать в соответствии с нормами [1].
Е	Ослабление крепления деталей распорки лобовой части обмотки статора.	ВК, КИ	–	1. Подтягивание крепежных деталей 2. Установка дистанционных распорок с прокладками на клее 3. Бандажировка стержней лобовой части обмотки статора 4. Заполнение	1. Деформация, повреждение покровной ленты на стержнях и шинах после подтягивания не допускается. 2. Обмотку статора испытать в соответствии с нормами [1].

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
				зазоров между деталями крепления и обмоткой статора препрегом	
Е	Ослабление, обрыв шнуровых бандажей.	ВК, ИК, КИ	–	Замена бандажей	Обмотку статора испытать в соответствии с нормами [1].
Е	Истирание изоляции лобовых частей обмотки статора.	ВК, ИК, КИ	–	1. Восстановление изоляции 2. Закрепление лобовых частей обмотки статора	Обмотку статора испытать в соответствии с нормами [1].
Е	Нарушение электрической прочности концевых выводов обмотки статора.	ИК,	Мегаомметр на 2500В	Замена концевого вывода или его составной части	Концевые выводы испытать в соответствии с нормами [1].
Е	Нарушение электрической прочности стержня обмотки статора.	ИК,	Мегаомметр на 2500В	Замена стержня обмотки статора.	Стержень статора испытать в соответствии с нормами [1]
Е	Снижение сопротивления изоляции сосредоточенное свечение желтого и красного цвета, тление. Видимая корона при нормальном напряжении в корпусной изоляции.	КИ, ВК	Мегаомметр 2500 В	Сушка и ремонт корпусной изоляции полупроводящего покрытия	Не допускается снижение сопротивления. Контрольные испытания в соответствии с [1].

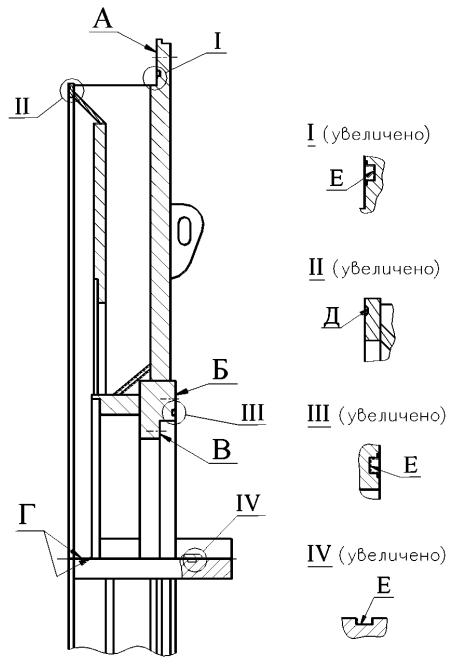
Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	Нарушение защитного покрытия обмотки статора, соединительных и выводных шин.	ВК, ИК, КИ	Термометр шкала 0–100°С Амперметр Вольтметр Ваттметр Частотомер	1. Очистка 2. Покрытие двумя слоями эмали ГФ92ХС	1. Поверхность защитного покрытия обмотки статора, соединительных и выводных шин должна быть ровной, без отслаиваний и подтеков. 2. . Обмотку статора испытать в соответствии с нормами [1].
	Обрыв термопреобразователей с соединительными проводами.	КИ	Мегаомметр на 1000 В	1. Пайка припоем ПОС–40 2. Замена проводки теплоконтроля	Сопротивление изоляции должно быть не менее 1,0 Мом
	Пониженное сопротивление изоляции термопреобразователей с соединительными проводами.	КИ	Мегаомметр на 500 В	Замена термопреобразователя и (или) провода термопреобразователя	Сопротивление изоляции должно быть не менее 1,0 Мом
И	Ослабление плотности крепления обмотки статора по высоте паза.	ВК	ТО, по изменению звука при простукивании молотком массой от 0,2 до 0,4 кг, по смещению «от руки»	Переклиновка с установкой под клин дополнительных прокладок	1. Допускается не более 10% ослабленных клиньев в средней части статора 2. Допускается разновысотность клиньев в одном пазу, но не более 1,5 мм
И	Ослабление плотности крепления обмотки статора по ширине паза.	ВК, ИК	Набор уплотнительных ножей	Переклиновка паза с установкой между стенкой паза и стороной стержня, набегающей по направлению вращения ротора, дополнительной прокладки.	Зазор между стенкой паза и стержнем должен быть не более 0,3 мм
	Повреждения в зоне расточки статора: попадание	ВК, ИК,	Испытание методом кольцевого намагничи-	Восстановление работоспособности активной стали в зависимости	Не допускается

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	масла, посторонних предметов механические повреждения, перегрев поверхности. Ослабление крепления вентиляционных распорок. Занос продуктов коррозии. Ослабление прессовки. Выкрашивание сегментов, в т.ч. трещины отдельных сегментов.		вания и вихревыми токами	от характера повреждений	
–	Фреттинг–коррозия внешняя поверхность активной стали статора.	ВК	–	Устранить причины возникновения коррозии (вибрация, ослабления крепления и др.)	Не допускается фреттинг–коррозия.
–	Увеличение сопротивления постоянному току фазы обмотки статора.	ИК	Метод амперметра–вольтметра	Устранить участки с плохим контактом, нарушенной пайкой	Не допускается увеличение сопротивления.
Е	Истирание полупроводящего покрытия. Истирание корпусной изоляции. Посторонние предметы. Механические повреждения. Пазовые разряды.	ВК	Технический осмотр по наличию пыли серого цвета, технический осмотр по наличию пыли желтого цвета, лупа, контроль по специальной программе	–	Не допускаются истирание полупроводящего покрытия.

Карта дефектации и ремонта 2

Щит наружный, поз.2 рисунка 5.1

Количество на изделие, шт. – 2

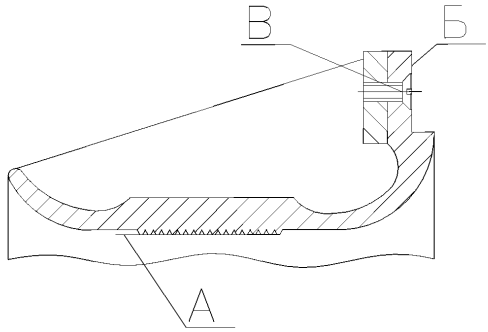


Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А, Б В, Г, Д, Е	Риски, забоины	ВК	Щуп набор №2 Образцы шероховатости поверхности (рабочие)	1. Опиловка 2. Зачистка 3. Шабрение	Шероховатость поверхностей: А,Б,В,Д– Ra ≤ 12,5мкм Г – Ra ≤ 6,3мкм Е – Ra ≤ 3,2мкм.
А, Б	Отклонение от плоскостности	ИК	Щуп	Дообработка	Неплоскостность (излом) А – не более 0,1мм. Б – не более 0,2мм.
	Снижение сопротивления изоляции между наружным щитом и полущитами вентилятора	ИК	Мегомметр на 1000В	Замена изоляциионных деталей	Сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм

Карта дефектации и ремонта 3

Обтекатель вентилятора поз.3, рисунок 5.1

Количество на изделие, шт. – 2



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Риски, забоины	ВК	Образцы шероховатости поверхности (рабочие)	1. Опиловка 2. Зачистка 3. Шабрение	Шероховатость – Rz ≤ 32 мкм.
Б	Расслоения, трещины, подгары	ВК ИК	Образцы шероховатости поверхности (рабочие) Плита I–0–1000х630 Линейка ЛД–0–500 Щуп набор №2	1. Опиловка 2. Шабрение	1.Шероховатость – Rz ≤ 80 мкм. 2. Допуск плоскостности – 0,1 мм
В	Ослабление крепления обтекателей к щиту.	ВК	–	См. п. 7.2.8	Ослабление крепления не допускается

7.2 Требования к отремонтированному статору

7.2.1На поверхности статора (обмотке, сердечнике и корпусе) не должно быть загрязнений.

7.2.2Защитное покрытие поверхности расточки активной стали электроизоляционной эмалью должно быть равномерным, без отслоений.

7.2.3Статорная обмотка, соединительные и выводные шины должны быть покрыты электроизоляционной маслостойкой эмалью.

7.2.4Увлажнение обмотки статора не допускается. Необходимость сушки устанавливается по руководящему документу, определяющему объемы и нормы испытаний электрооборудования [1].

7.2.5Соединительные шпильки изоляционных накладок крепления лобовых частей статорной обмотки не должны касаться изоляции обмотки.

7.2.6Не допускается более 10% ослабленных средних клиньев, но не более трех подряд в одном пазу.

Концевые клинья и два к ним прилегающие с каждой стороны паза должны быть установлены плотно и иметь дополнительное крепление согласно требованиям конструкторской документации.

Пазы должны быть переуплотнены (переклинены), если количество ослабленных клиньев в них превышает допустимое.

7.2.7Допустимый зазор в стыках клиньев — не более 3,0 мм, не чаще, чем через 10 клиньев. Допускается разновысотность клиньев в одном пазу не более 1,5 мм.

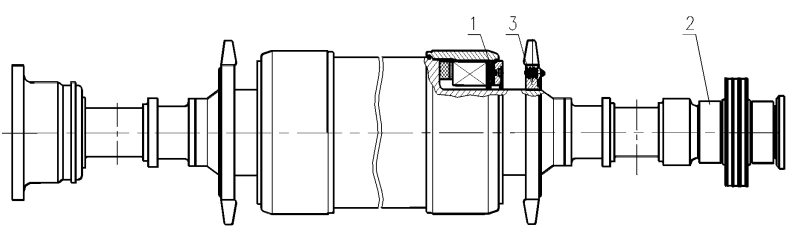
7.2.8Для обеспечения плотности крепления обтекателя к щиту необходимо выполнить следующее: не применять повторно стопорные и пружинные шайбы, контролировать плотность затяжки каждого болта, дополнительно стопорить крепежные болты с помощью проволоки.

7.2.9Пазы должны быть уплотнены прокладками из полупроводящего стеклотекстолита со стороны стенки паза, набегающей по направлению вращения ротора, если зазор между стенкой паза и стержнем для термореактивной изоляции 0,3 мм и более, для компаундированной изоляции 0,5 мм и более. Нижние стержни уплотняются при возможности доступа к ним. Длина неуплотненных частей стержня не должна превышать 50 мм при суммарной длине всех участков в пазу с увеличенным зазором не более 25% длины активной стали.

7.3 Составные части ротора

Дефектацию и ремонт составных частей бандажного узла 1, контактных колец 2, вентилятора 3 (см. рисунок 7.1) необходимо проводить в соответствии с картами 4 – 11.

Нормы натягов бандажного узла и контактных колец приведены в таблицах 7.1 и 7.2



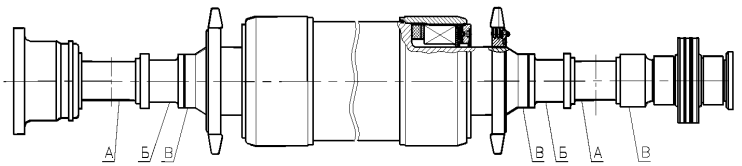
1 –бандажный узел; 2 – контактные кольца с токоподводом; 3 – вентилятор.

Рисунок 7.1 – Ротор турбогенератора единой серии ТВФ.

Карта дефектации и ремонта 4

Ротор поз.4, рисунок 5.1

Количество на изделие, шт. – 1



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Износ, риски, забоины	ВК ИК	Лупа ЛП-4-10^{X} Индикатор ИЧ 0,5 кл. 01 Микрометр Образцы шероховатости поверхности (рабочие)	1. Проточка 2. Шлифовка	1. Шероховатость поверхности – Ra ≤ 0,63 мкм. 2. Допуск цилиндричности – 0,03 мм. 3.Допуск круглости – 0,03 мм Допускаются риски глубиной до 0,5 мм на дуге до 45°. Повреждение опорных шеек (риски, забоины, надиры) допускаются не более 10% поверхности шейки. Допустимое уменьшение диаметра шейки после обработки устанавливается ремонтной документацией.
Б	Износ, риски, забоины	ВК, ИК	Лупа ЛП-4-10^{X} Многооборотный индикатор (2 шт.) с ценой деления 0,002 мм. Поверочная линейка и пластинчатый щуп № 1, класс 2. Образцы шероховатости поверхности (рабочие)	1. Проточка 2. Шлифовка	1. Шероховатость поверхности – Ra ≤ 0,63 мкм. 2.Допуск радиального биения – 0,03 мм 3.Допуск цилиндричности – 0,03 мм 4.Допуск круглости – 0,03 мм
В	Износ,	ВК,	Лупа	1. Проточка.	1. Проточить на глуби-

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	риски, забоины. Отклонение шероховатости поверхности. Отклонение формы.	ИК,	ЛП-4-10^{x} Индикатор ИЧ 0,5 кл. 01. Микрометр МК 500–1. Образцы шероховатости поверхности (рабочие).	2. Шлифовка.	ну не более 1,0 мм 2. Шероховатость поверхности – Ra ≤ 2,5 мкм. 3. Допуск радиального биения –0,05 мм.
–	Перегрев поверхности зубцов бочки ротора. Электроэрозия поверхности контакта зубцовой зоны с крайними клиньями после расклиновки.	ВК	Лупа.	Местная выборка металла зубцов с трещинами.	Не допускается перегрев поверхности зубцов.
–	Перегрев поверхности. Отклонение шероховатости. Фреттинг–коррозия. Трещины на посадочной поверхности под бандажное кольцо. Трещины и сколы зубцов.	ВК, ИК	Лупа.	Местная выборка металла, проточка поверхности и сколы поврежденных участков зубцов.	Трещины на посадочной поверхности не допускаются.
–	Перегрев поверхности и механические повреждения пазовых клиньев. Неплотное прилегание к сопрягаемой поверхности паза концевых клиньев.	ВК	Лупа, простукивание молотком.	Устранение местных повреждений, частичная переклиновка.	Механические повреждения пазовых клиньев не допускаются. Допускаются отдельные повреждения глубиной не более 0,5 мм.
–	Нарушение корпусной изоляции обмотки ротора.	ИК КИ	Мегаомметр на 1000В М4 100/4 кл. 1,0	Замена корпусной изоляции. Сушка изоляции. Очистка от загрязнений.	Сопротивление изоляции не менее 2 кОм при температуре 75 °С. Испытательное напряжение 1,0 кВ.

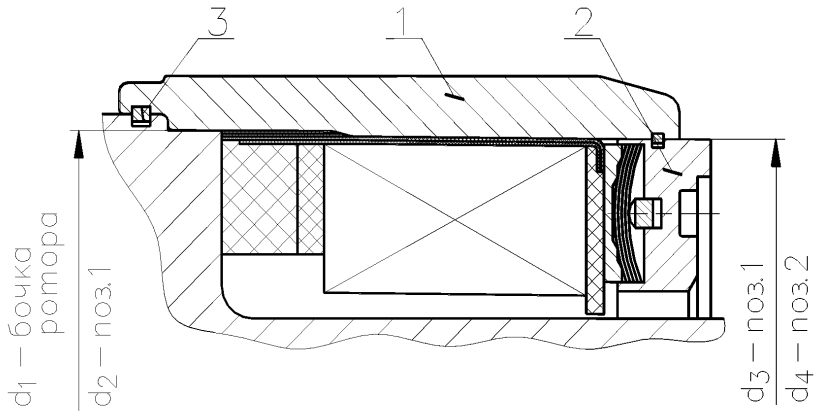
Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	Нарушение витковой изоляции обмотки ротора.	ИК КИ	Мегаомметр на 500В М4 100/3 кл. 1,0 Миллиамперметр, амперметр, вольтметр Э316 кл. 1,0	Замена витковой изоляции.	Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току, п. 3.7 норм [1].

7.4 Составные части бандажного узла ротора

Дефектацию и ремонт составных частей кольца бандажного 1, кольца центрирующего 2 и кольца пружинного (шпонки гребенчатой) 3 (см. рисунок 7.2 и 7.3) необходимо проводить в соответствии с картами 5–9.

Нормы натягов в деталях бандажного узла турбогенераторов единой серии ТВФ приведены в таблице 7.1 и 7.2.

Бандажный узел роторов ТВФ–63–2Е и ТВФ–110–2Е



1 – кольцо бандажное; 2 – кольцо центрирующее; 3 – кольцо пружинное.

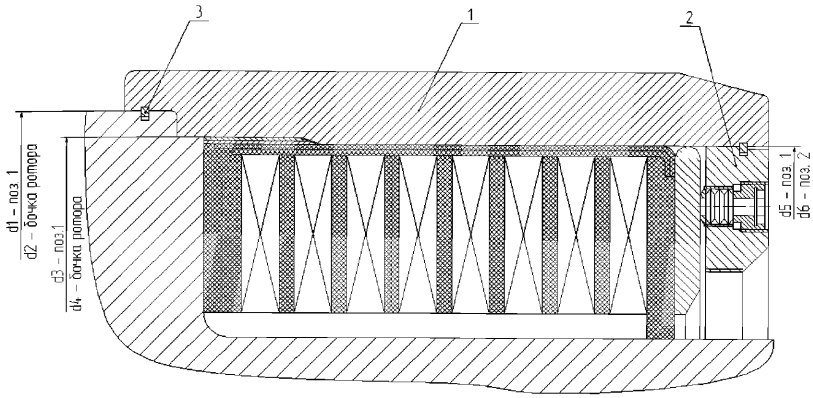
Рисунок 7.2 – Бандажный узел ротора турбогенераторов единой серии ТВФ (вариант АО «Электросилы»).

Таблица 7.1– Натяги в деталях бандажного узла турбогенераторов единой серии ТВФ

в миллиметрах

Тип генератора	Бандажное кольцо–бочка ротора			Бандажное кольцо – упорное кольцо		
	d_1	d_2	Натяг	d_3	d_4	Натяг
ТВФ–63–2Е	$821{,}5_{-0{,}056}$	$820^{+0{,}09}$	1,354–1,5	$804^{+0{,}09}$	$805{,}5_{-0{,}056}$	1,354–1,5
ТВФ–110–2Е	$964{,}1_{-0{,}056}$	$962^{+0{,}09}$	1,954–2,1	$943^{+0{,}09}$	$944{,}9_{-0{,}056}$	1,754–1,9

Бандажный узел роторов ТВФ–63–2Е и ТВФ–110–2Е



1 – кольцо бандажное; 2 – кольцо центрирующее; 3 – шпонка гребенчатая.

Рисунок 7.3 – Бандажный узел ротора турбогенераторов единой серии ТВФ (Вариант ОАО «Элсиб»)

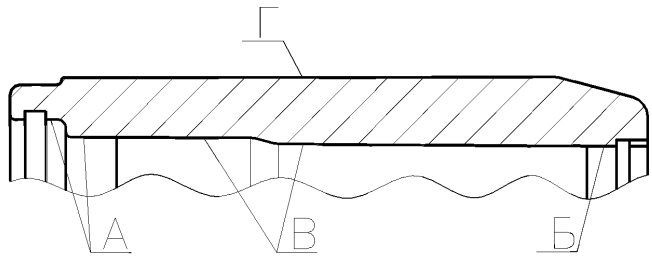
Таблица 7.2– Натяги в деталях бандажного узла турбогенераторов единой серии ТВФ

в миллиметрах

Тип генератора	Бандажное кольцо–бочка ротора					
	d_1	d_2	Натяг	d_3	d_4	Натяг
ТВФ–63–2Е	$857^{+0,09}$	$858,3_{-0,056}$	1,154–1,3	$820^{+0,09}$	$821,5_{-0,056}$	1,354–1,5
ТВФ–110––2ЕУ3 –2ЕТ3	$997,1^{+0,09}$	$999_{-0,056}$	1,754–1,9	$962^{+0,09}$	$964,1_{-0,056}$	1,954–2,1
ТВФ–110––2ЕПУ3	$996,8^{+0,09}$	$999_{-0,056}$	2,054–2,2	$961,9^{+0,09}$	$964,1_{-0,056}$	2,054–2,2

Карта дефектации и ремонта 5

Кольцо бандажное
поз.1 рисунков 7.2 и 7.3
Количество на изделие, шт. – 2

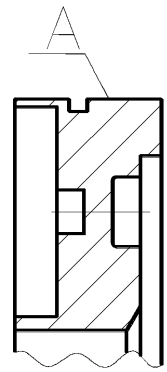


Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А Б В Г	Фреттинг–коррозия, изоляционное растрескивание, трещины, подгары.	ВК, ИК, УЗД ЦД	Нутромер НМ 150–1250 Индикатор ИЧ 0,5 кл. 01 УД2–12, УД4–Т Лупа.	Устранение дефектов по СО 153–34.45.513–07 [2]	1.Ослабление натягов недопустимо. 2.Допуск цилиндричности поверхностей А и Б не более 0,03 мм 3.Допуск круглости поверхностей А и Б не более 0,2 мм 4.Радиальное биение поверхности Г относительно общей оси поверхностей А.Б,В не более 0,1 мм 5.Шероховатость поверхностей А, Б, В – Ra≤2,5 мкм, поверхности Г – Ra≤3 3,2 мкм
	Вмятины	ВК, ИК	Штангенциркуль ШЦ-III-1000-0,1 Образцы шероховатости поверхности (рабочие)	1. Проточка 2. Шлифовка 3. Выборка местная	1. Местная выборка в соответствии с СО 153–34.45.513–07 [2]. 2. Шероховатость поверхности не более Rz ≤ 20 мкм.
	Сколы, риски, царапины, забоины	ВК	Лупа ЛП-4-10^{x} Штангенциркуль ШЦ-III-250-0,1	1. Местная выборка 2. Проточка	1. Глубина местной выборки и глубина проточки по СО 153–34.45.513–07 [2].

Карта дефектации и ремонта 6

Кольцо центрирующее поз.2 рисунка 7.2

Количество на изделие, шт. – 2

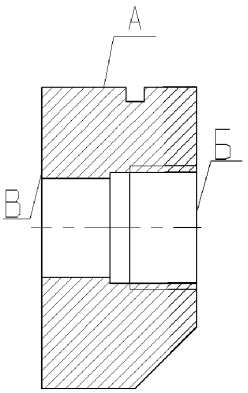


Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Контактная коррозия	ВК, ИК ЦД.	Микрометр МРИ1000–0,01 Лупа	1. Проточка. 2. Шлифовка. 3 Местная выборка	1. Допустимая шероховатость Ra ≤ 2,5 мкм. 2. Допуск круглости – –0,03 мм 3. Допуск цилиндричности –0,03 мм
А,	Трещины, подплавления, цвета побежалости	ВК ЦД	Образцы шероховатости поверхности (рабочие) Лупа	1. Зачистка. 2. Выборка. 3. Замена.	1. Допустимая шероховатость Rz ≤ 40 мкм. 2. Допуск торцового биения относительно оси вращения – 0,1 мм.

Карта дефектации и ремонта 7

Кольцо центрирующее поз.2 рисунка 7.3

Количество на изделие, шт. – 2

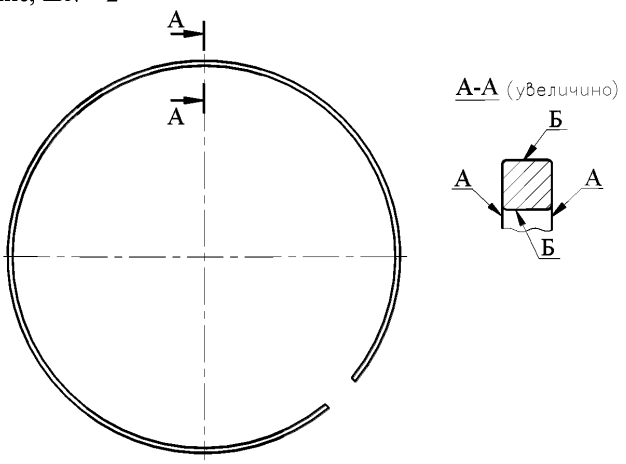


Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Контактная коррозия	ВК, ИК ЦД	Микрометр МРИ1000–0,01 Лупа	1. Проточка. 2. Шлифовка. 3 Местная выборка	1. Допустимая шероховатость Ra ≤ 2,5 мкм. 2. Допуск круглости – –0,03 мм 3. Допуск цилиндричности –0,03 мм
А Б В	Трещины, подплавления, цвета побежалости	ВК ЦД	Образцы шероховатости поверхности (рабочие) Лупа	1. Зачистка. 2. Выборка. 3. Замена.	1. Допустимая шероховатость R_z ≤ 40 мкм. 2. Допуск торцового биения относительно оси вращения – 0,1 мм.

Карта дефектации и ремонта 8

Кольцо пружинное поз.3 рисунка 7.2

Количество на изделие, шт. – 2

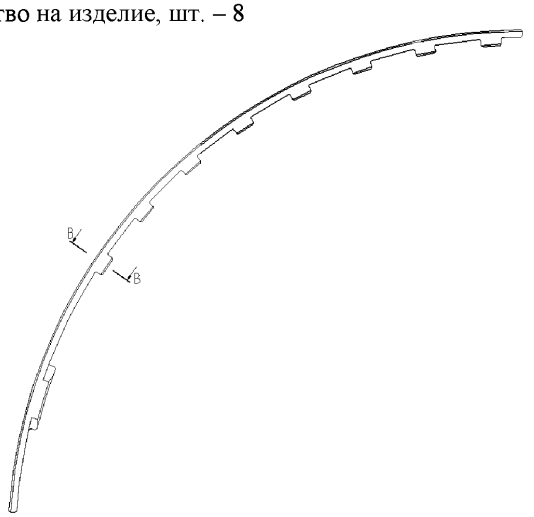


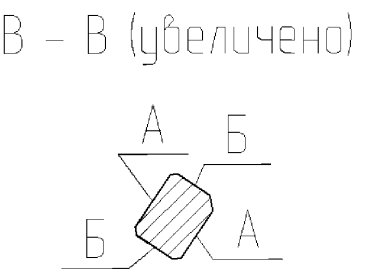
Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А, Б	Забоины, заусенцы	ВК, ИК,	Образцы шероховатости поверхности (рабочие)	Опиловка	Допустимая шероховатость – $R_z \leq 20$ км
А	Отклонение от плоскостности	ВК ИК	Измерение. Плита 1–0–1000×1000, щупы набор №4	Рихтовка	Допуск плоскостности – 1 мм

Карта дефектации и ремонта 9

Шпонка гребенчатая поз.3 рисунка 7.3

Количество на изделие, шт. – 8





Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А, Б	Забоины, заусенцы	ВК, ИК,	Образцы шероховатости поверхности (рабочие)	Опиловка	Допустимая шероховатость Поверхности А – $R_z \leq$ 40 мкм Поверхности Б – $R_a \leq$ 2,5 мкм
А	Отклонение от параллельности	ВК ИК	Измерение. Плита 1–0–1000×1000, щупы набор №4	Рихтовка	Допуск параллельности – 0,04 мм на длине 100 мм

7.5 Требования к бандажному узлу ротора

7.5.1При выполнения капитального ремонта ротора должны выполняться все требования, предъявляемые к бандажному узлу ротора, в соответствии с СО 153–34.45.513–07 [2] (разделы 1–2).

7.5.2Обеспечить натяги, указанные в таблице 7.1 и 7.2

7.5.3Допуск радиального биения наружной поверхности бандажного кольца (на стороне упорного кольца) относительно оси вращения вала ротора – 0,5 мм.

7.5.4Поверхности бандажных колец (кроме посадочных) покрыть эмалью КО–983 или другим антикоррозионным покрытием с аналогичными свойствами.

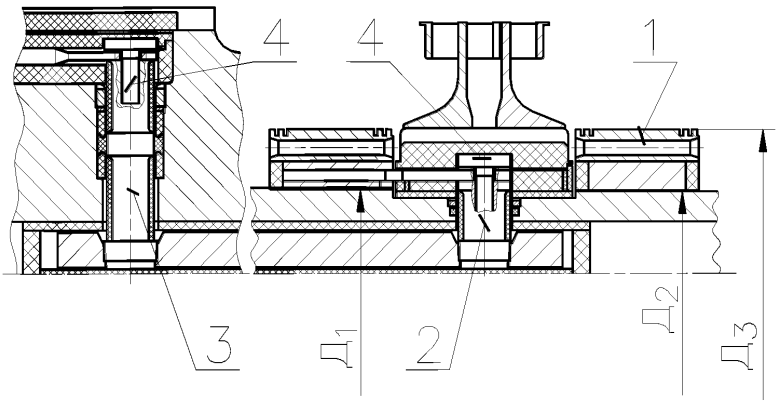
7.6 Составные части узла контактных колец.

Дефектацию и ремонт составных частей узла: контактного кольца 1, токоведущих болтов 2, 3 и контактного винта 4 (см. рисунок 7.4) необходимо проводить в соответствии с картами 10–12.

Размеры и натяги узла контактных колец, а также моменты затяжки токове-

дущих болтов различных диаметров приведены в таблицах 7.3–7.4.

Контактные кольца и токоподвод роторов ТВФ–63–2Е и ТВФ–110–2Е



1 – контактное кольцо; 2, 3 – токоведущий болт; 4 – контактный винт.

Рисунок 7.4 – Контактные кольца с токопроводом, поз.2 рисунка 7.1

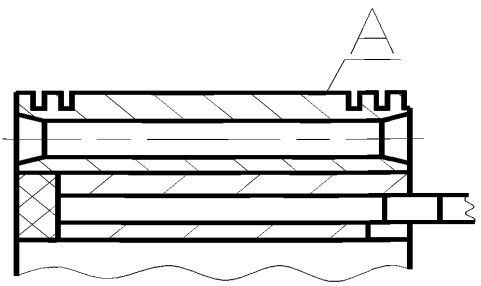
Таблица 7.3 – Размеры и натяги узла контактных колец

Тип турбогенератора	Посадка контактных колец на вал			Наружный диаметр контактного кольца	Минимально допустимый диаметр контактных колец
	$Д_1$	$Д_2$	Натяг	$Д_3$	$Д_3$
ТВФ–63–2Е	$\frac{190{,}60_{-0{,}1}}{190^{+0{,}046}}$	$\frac{186{,}60_{-0{,}1}}{186^{+0{,}046}}$	0,454–0,6	320	308
ТВФ–110–2Е	$\frac{190{,}60_{-0{,}1}}{190^{+0{,}046}}$	$\frac{186{,}60_{-0{,}1}}{186^{+0{,}046}}$	0,454–0,6	320	308

Карта дефектации и ремонта 10

Кольцо контактное поз.1 рисунка 7.4

Количество на изделие, шт. – 2

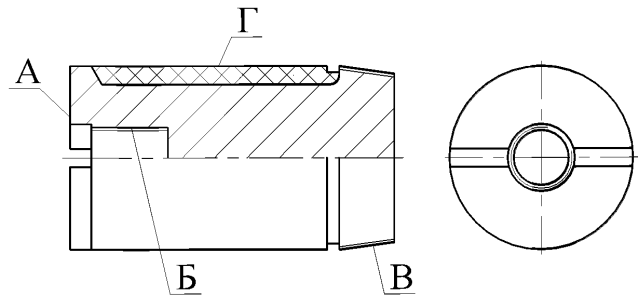


Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Радиальное биение и перепад высот выходят за пределы допустимых норм. (измеряется не менее чем в трех точках по ширине кольца)	ВК, ИК,	Измерение. Индикатор часового типа ИЧ 0,5 кл.0.	1. Проточка. 2. Шлифовка 3. Замена.	Радиальное биение и перепад высот должны быть в пределах допусков, указанных в чертежах завода – изготовителя
	Износ (измеряется в четырех точках по окружности через 90° и не менее чем на трех дорожках)	ВК, ИК	Измерение. Индикатор часового типа ИЧ 0,5 кл.0. Набор щупов №2	1. Проточка. 2. Шлифовка. 3. Замена.	1. Допустимый диаметр не менее 308 мм 2. Шероховатость – $R_z \leq 1{,}25$ мкм.
	Уменьшение глубины спиральной канавки	ИК ВК	Штангенциркуль ЩЦ–I–125–0,1 Образцы шероховатости поверхности (рабочие)	Нарезка 28знавки	1. Допустимая глубина не менее 3 мм. 2. Шероховатость – $R_z \leq 20$ мкм.
	Следы эрозии, подгары, матовая поверхность	ВК		1. Проточка. 2. Шлифовка	

Карта дефектации и ремонта 11

Болт токоведущий поз.2 и 3 рисунка 7.4

Количество на изделие - по 2 шт.

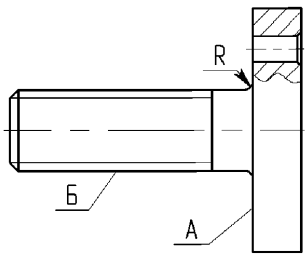


Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Нарушение серебряного покрытия контактных поверхностей.	ВК, ИК	Лупа	Серебрение контактных поверхностей покрытия – 9 мкм	Допустимое нарушение серебряного покрытия не более 10% площади контактной поверхности
Б,В	Нарушение резьбовой поверхности более одного витка Забоины, задиры, подломы, выкрашивания и срывы резьбы, коррозионные изъявления рабочей части резьбы на длине более одного витка	ВК, ИК	Лупа	Замена болта токоведущего	Не допускаются
А	Выступы от деформации смятия шлица опорной контактной поверхности болта	ВК	Напильник	Запиловка заподлицо с контактной поверхностью или замена	Допускаются неровности поверхности не более 0,05 мм (допуск плоскостности).
Г	Деформация по длине болта токоведущего	ВК ИК	–	Замена болта токоведущего	Деформация по длине болта не допускается
Г	Дефекты изоляционного покрытия болта токоведущего	ВК	Лупа	Замена изоляционного покрытия	Дефекты изоляционного покрытия болта не допускаются

Карта дефектации и ремонта 12

Винт контактный поз.3 рисунка 7.4п61

Количество на изделие, шт. – 4



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
–	Зазор при сопряжении с верхней изолирующей коробкой	ВК	Микрометр, штангельциркуль	Обработка установка дополнительных изоляционных деталей	Зазор при сопряжении с верхней изолирующей коробкой не допускается
А	Нарушение серебряного покрытия контактной поверхности	ВК, ИК,	Лупа	Серебрение контактных поверхностей Толщина покрытия – 9 мкм	Допустимое нарушение серебряного покрытия не более 10% площади контактной поверхности
–	Выступы от деформации смятия шлица опорной поверхности головки	ВК,ИК	Штангенциркуль ШЦ1–125–0,1	Запиловка заподлицо с поверхностью головки	Не допускается смятие шлицев более 1 мм по ширине
Б	Трещины, сколы в резьбовой части винта контактного	ВК, ИК	Лупа	Замена винта контактного	Трещины, сколы в резьбовой части винта не допускаются
А,Б	Деформация головки контактного винта относительно резьбовой части Отклонение от перпендикулярности.	ВК ИК	Набор щупов №2 Поверочный угольник УПП–1–60	Замена	Деформация головки контактного винта не допускается. Допуск неперпендикулярности –не более 0,5 мм.
–	Электроэрозия Механические повреждения Износ, отслоение серебряного покрытия	ВК	–	–	Указанные дефекты не допускаются
R	Сколы и трещины на радиусе перехода	ВК	Лупа	Замена винта	Указанные дефекты не допускаются
–	Утонение резьбовой части. Увеличение шага резьбы	ИК	Штангенциркуль ШЦ–I–125–0,1	Замена винта	Указанные дефекты не допускаются

7.7 Требования к отремонтированным контактным кольцам

7.7.1Радиальный зазор между винтом и изолирующей коробкой недопустим. Зазор устранить изоляционными прокладками, обеспечив натяг 0,2 мм.

7.7.2Допуск радиального биения рабочей поверхности контактных колец относительно оси – 0,03 мм

7.7.3Токоведущий болт затянуть моментом, указанным в табл. 7.4.

Винт контактный с метрической резьбой М20 затянуть с моментом 55 Н·м (550 кг/см), но не более момента затяжки токоведущих болтов.

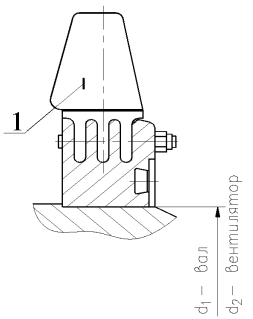
Таблица 7.4 – Моменты затяжки токоведущих болтов различных диаметров

Номинальный диаметр резьбы, дюйм	Средний диаметр, мм	Шаг, мм	Рабочая длина, мм	Моменты затяжки, Н·м (кгс·см)
¾	25	1,814	14–17	20–25 (200–250)
1	32	2,209	15–18	28–35 (280–350)
1 ¼	40	2,209	16–20	50–60 (500–600)
1 ½	46	2,209	18–23	70–85 (700–850)
2	58	2,209	20–30	130–160 (1300–1600)

7.8 Составные части вентилятора

Дефектацию и ремонт составных частей лопатка вентилятора (см. рисунок 7.5) необходимо проводить в соответствии с картой 13.

Величины натягов при посадке вентилятора приведены в таблице 7.5.



1 – лопатка вентилятора

Рисунок 7.5 – Вентилятор, поз.3 рисунка 7.1

Таблица 7.5 – Величины натягов при посадке вентилятора

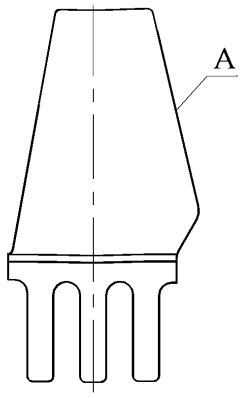
в миллиметрах

Тип турбогенератора	Обозначение	Натяг
ТВФ–63–2Е	$\Delta = d_1 - d_2$	0,997–1,1
ТВФ–110–2Е	$\Delta = d_1 - d_2$	1,286–1,4

Карта дефектации и ремонта 13

Лопатка вентилятора поз.1 рисунка 7.5

Количество на изделие, шт. – 2 комплекта.



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	"Следы" модельного литья, поры, раковины, трещины, эрозионный износ, забоины и сколы.	ВК ЦД	Лупа.	Способ ремонта см. п. 7.9.5	Т.Т. см. п. 7.9.4

7.9 Требования к отремонтированному вентилятору

7.9.1Лопатки и шпильки конические устанавливать, строго соблюдая маркировку

7.9.2Гайки корончатые не должны иметь трещин, должны быть затянуты до упора и застопорены шплинтами.

7.9.3Натяг ступицы вентилятора на вал ротора в соответствии с таблицей 7.5.

7.9.4На лопатках не допускаются следующие дефекты:

– "следы" от моделей или местные незаполнения контура более 2 мм и единичные наплывы металла высотой более 2 мм на необрабатываемых частях лопаток;

– одиночные поры и раковины диаметром и глубиной более 2 мм и сосредоточенные поры и раковины диаметром и глубиной более 1 мм на необрабатываемых частях лопаток;

– трещины и неслитины, распространяющиеся в глубь металла, в основном в местах перехода пера в основание лопатки;

– следы эрозионного износа игольчатой формы на набегающей кромке пера от воздействия паров и капель влаги и масла;

– механические забоины и сколы по кромке пера, превышающие 3 мм в глубину тела пера, а также деформации перьев лопаток, нанесенные посторонним предметом.

7.9.5С помощью шлифовального круга удаляются дефекты, указанные в 7.9.4 настоящего Стандарта.

Выборки металла должны иметь плавный переход к основной поверхности, радиус перехода должен быть не менее 8 мм.

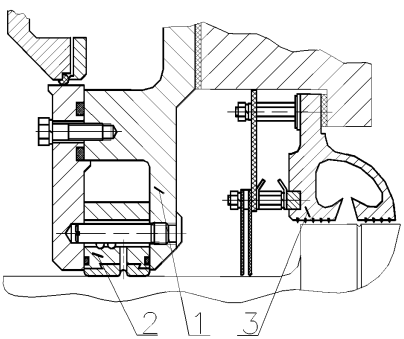
Наибольшая допустимая глубина выборок металла на рабочей поверхности лопаток (включая и место перехода пера в основание) в направлении, нормальном к поверхности, не должна превышать 6 мм. При этом местное утончение пера лопатки не должно превышать половины его толщины, указанной на чертеже, а общая площадь выбранного металла в любом сечений лопатки, параллельном ее основанию, не должна быть более 5 и 3 $см^2$ соответственно для лопаток турбогенераторов АО "ЭЛСИБ" и АО "Электросила".

Глубина выборок металла в основании лопатки и в местах перехода набегающей и сбегающей кромок пера в основание не должна превышать 8 мм.

Поверхности выбранных участков обрабатываются с чистотой поверхности 5–го класса (R_z – 20 мкм), после чего проводится цветная дефектоскопия.

7.10 Составные части уплотнения вала турбогенератора

Дефектацию и ремонт составных частей корпуса уплотнения 1, вкладыша уплотнения 2, маслоуловителя 3 (см. рисунок 7.6) необходимо проводить в соответствии с картами 14–16.



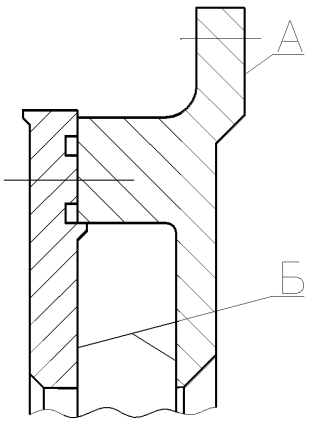
1 – корпус уплотнения; 2 – вкладыш уплотнения; 3 – маслоуловитель;

Рисунок 7.6 – Уплотнение вала турбогенераторов единой серии ТВФ, поз.5 рисунка 5.1

Карта дефектации и ремонта 14

Корпус уплотнения поз.1 рисунка 7.6

Количество на изделие, шт. – 2

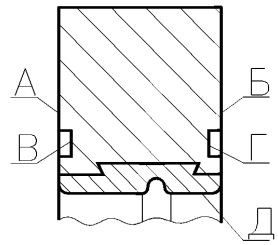


Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А,	Риски, задиры	ВК ИК	По образцам шероховатости поверхностей.	Шабрение	1. Шероховатость поверхностей: А, Б – Ra ≤ 1,25 мкм;
А, Б	Неплоскостность (смещение половин корпуса в осевом напрвлении)	ИК	Щупы № 1, класс 2. Плита поверочная, класс 1.	Дообработка посадочных под установочные болты, изготовление новых установочных болтов	Неплоскостность (смещение половин корпуса) – 0,05 мм
–	Риски, забоины, отклонение от плоскостности (на горизонтальном разъеме)	ВК ИК контроль на краску по поверочной плите.	Плита поверочная I–0630х400	Шабрение	1. Шероховатость – Ra ≤ 2,5 мкм. 2. Допустимое количество точек контакта при проверке на краску на поверочной плите– не менее 10 на площади 25х25 мм.
–	Засорение маслоподводящих отверстий	ВК	–	Чистка отверстий	Засорение не допускается

Карта дефектации и ремонта 15

Вкладыш уплотнения поз.2 рисунка 7.6

Количество на изделие, шт. – 2



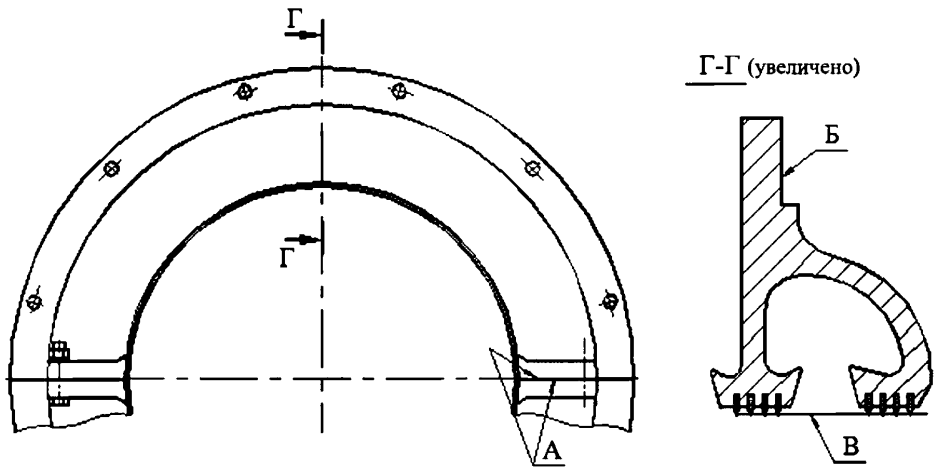
Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А Б	Забоины	ВК	–	1. Опиловка 2. Зачистка 3. Шабрение	Неперпендикулярность поверхн. А и Б относительно поверхн. Д 0,05 мм. Шероховатость поверхностей А и Б Ra ≤ 2,5 мкм
В Г	Забоины	ВК	–	1. Опиловка 2. Зачистка 3. Шабрение	Шероховатость поверхностей Rz ≤ 80 мкм
Поверхность разъема	Неплоскостность разъема	ИК	Пластинчатый щуп № 1, класс 2	Шабрение	Шероховатость поверхности разъема Ra ≤ 1,0 мкм. Количество пятен в квадрате со стороной 25 мм не менее 16. Щуп толщиной 0,03 мм не должен входить в разъем на глубину более 3 мм
А Б Д	Смещение половин вкладыша относительно друг друга: – поверхностей А или Б – в осевом направление; – поверхности Д – в радиальном направление	ИК	Пластинчатый щуп № 1, класс 2	Доработать отверстия под конические установочные болты.	Смещение не допускается.
Д	Отставание баббита	ВК Метод керосиновой пробы (появление масла на	–	Отставание баббита более 10% периметра. Перезаливка	Отставание баббита не более 10% периметра

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
		границе баббита и стали)		баббита	
Д	Износ (Расход масла в сторону водорода на остановленном турбогенераторе более 3 л/мин)	ИК	Нутромер	Перезаливка баббита	Диаметр расточки баббитовой поверхности Д равен диаметру шейки вала плюс $0,1^{+0,03}$мм. Шероховатость поверхности Ra ≤ 1,25 мкм. Расход масла в сторону водорода на остановленном турбогенераторе более 3 л/мин
Д	Трещины	ВК	–	Перезаливка баббита	Трещины не допустимы

Карта дефектации и ремонта 16

Маслоуловитель поз.3 рис. 7.6

Количество на изделие, шт. – 2



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Риски, забоины, отклонение от плоскостности	ВК ИК Контроль на краску по поверочной плите.	Образцы шероховатости поверхности (рабочие) Плита поверочная I–0–1000х630	Шабрение	1. Шероховатость – Ra ≤ 2,5 мкм. 2. Допустимое количество точек контакта при проверке на краску по поверочной плите – не менее 10 на площади 25х25 мм.
Б	Риски, забоины	ВК	Образцы шероховатости поверхности (рабочие)	Шабрение	Шероховатость – R_z ≤ 20 мкм.
В	Износ	ВК ИК	Образцы шероховатости поверхности (рабочие) Нутрометр НМ 75–600	1. Оттяжка ножей, проточка 2. Замена	1.Шероховатость – R_z ≤ 40 мкм.

7.11 Требования к отремонтированному уплотнению вала турбогенератора

Сопротивление изоляции корпуса уплотнения и маслоуловителя (сторона контактных колец), измеренное относительно наружного щита, при полностью собранных маслопроводах и при отсутствии контакта между вкладышем уплотнения и шейкой вала ротора должно быть не менее 1 МОм в соответствии с требованиями СО 34.45–51.300–97 [1].

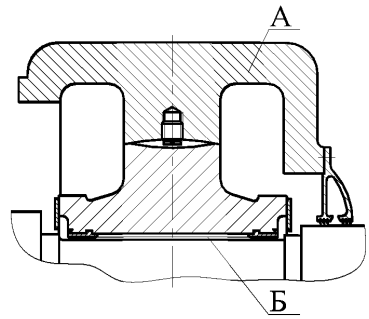
7.12 Составные части подшипника опорного, щеточно–контактного аппарата и газоохладителей

Дефектацию и ремонт составных частей подшипника опорного 6, щеточно–контактного аппарата 7 и газоохладителей 8 турбогенератора единой серии ТВФ (см. рисунок 5.1) необходимо проводить в соответствии с картами 17–19.

Карта дефектации и ремонта 17

Подшипник поз. 6 рисунка

Количество на изделие, шт. – 1



А – плоскость разъема

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Неплотное прилегание поверхностей разъема	ВК ИК, проверка прилегания “на краску"	Линейка-300 Щупы. Набор № 2	Шабровка	1. В свободном состоянии (фланцы разъема не затянуты) щуп толщиной 0,03 мм не должен входить в разъем на глубину более 3 мм. 2. После шабровки должно быть не менее десяти пятен касания на площади 25×25 мм
Б	Трещины, задиры, посторонние включения Газовые, раковины, единичные поры Кольцевые царапины на рабочей поверхности баббита отслоение баббита	ВК, ИК	Лупа ЛП-4-10^{X} Нутромер НМ-500 Щупы. Набор № 2 Образцы шероховатости поверхности (рабочие) Профилометр мод. 296 Свинцовая скрутка	1. Перезаливка баббитовой поверхности 2. Наплавка 3. Проточка 4.Шлифовка 5.Шабровка	1. Проточка баббитовой поверхности в соответствии с конструкторской документацией завода–изготовителя. 2. Шероховатость поверхности – $R_a \le 1{,}0$ мкм
А	Риски, забоины.	ВК, ИК	Лупа ЛП-4-10^{X} Образцы шероховатости поверхности (ра-	1.Запиловка. 2. Шабровка.	Шероховатость поверхности – $R_a \le 2{,}0$ мкм.

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
			бочие) Профилометр мод. 296.		
А	Течи масла из подшипника, снижение сопротивления изоляции на месте установки.	ВК, ИК	Мегаомметр на 1000 В.	Устранение причин течи масла и загрязнений.	Не допускается течи масла из подшипника.
А	Отклонение от нормированного взаиморасположения поверхностей деталей.	ИК	Линейка–300, штангенциркуль, набор щупов.	–	Отклонения не допускаются.
–	Грязь, посторонние предметы, трещины на внутренней поверхности корпуса подшипника.	ВК	Метод капилярной дефектоскопии.	Устранение загрязнений.	Не допускаются наличие грязи и посторонних предметов.
–	Забоины, царапины и выступы на поверхности опирания вкладыша.	ВК	–	Шабровка.	Не допускаются выступы и забоины.
–	Неудовлетворительное прилегание нижней части вкладыша поверхности прилегания к стояку.	ВК	–	Шабрение сопрягаемых поверхностей.	Не менее 10 пятен на квадрате 25×25 мм; в нижней части по всей ширине сферы на дуге, равной ширине сферы. Шабрение сопрягаемых поверхностей.
–	Большой (недостаточный) зазор «маслоуловитель–вал ротора»	ИК	Набор щупов №2.	Шабрение, замена ножей маслоуловителя.	По карте технического контроля. Шабрение, замена ножей маслоуловителя.
–	Ослабление крепления	ВК	–	Чеканка. Оттяжка но-	Не допускается ослабление крепления.

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	ножей маслоуловителей.			жей, проточка. Замена повреждённых деталей.	
–	Структуирование, механические повреждения уплотняющих прокладок шнуров.	ВК	–	Замена повреждённых деталей.	Не допускаются механические повреждения уплотняющих прокладок.
–	Механические повреждения, расслоение изоляционных деталей.	ВК	–	Замена повреждённых деталей.	Не допускаются повреждения изоляционных деталей.

7.13 Требования к отремонтированному подшипнику

7.13.1 Технические требования на зазоры, натяги и смещения между сопрягаемыми поверхностями составных частей подшипника и маслозащитных устройств, а также прилегание между ними должны соответствовать требованиям конструкторской документации.

7.13.2 Механические повреждения, расслаивания, набухания и подгары изоляционных деталей подшипника не допускаются.

7.13.3 Ослабленное крепление маслозащитных колец и маслозащитных устройств не допускается.

7.13.4 Трещины и непровары в корпусе подшипника и маслопроводах не допускаются.

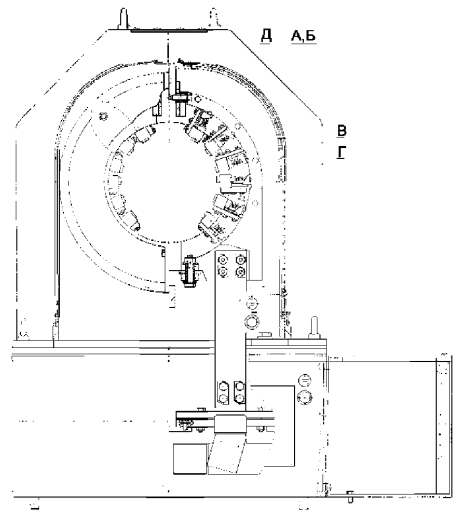
7.13.5 Плоскости разъемов маслозащитных устройств должны совпадать с плоскостью разъема корпуса подшипника.

7.13.6 Сопротивление изоляции, измеренное относительно фундаментной плиты, при полностью собранных маслопроводах при отсутствии контакта между подшипником и шейкой вала ротора должно быть не менее 1 МОм в соответствии с требованиями СО 34.45–51.300–97 [1].

Карта дефектации и ремонта 18

Аппарат щеточно–контактный поз.7 рисунка

Количество на изделие, шт. – 1



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Неисправность нажимного механизма щеткодержателя (ослабленное нажатие, трещины и излом пружины, усилие больше допустимого)	ВК, ИК	Лупа ЛП-4-10^{x} Динамометр пружинный указывающий типа ДПУ-0,01-2	1. Замена нажимного механизма	1. Усилие нажатия пружины должно быть 15 ± 1,5 Н (1,53 ± 0,153) кг
А	Повышенный нагрев ЩКА, ускоренный износ щеточного механизма (усилие нажимного механизма больше допустимого)	ВК	—	Замена нажимного механизма	—
Б	Нарушение крепления токоведущего провода в теле щетки, наличие цветов побежалости на проводниках	ВК	—	Замена щетки	—
В	Повреждения корпуса щеткодержателя (деформация, задиры, забоины на внутренней поверх-	ИК	Штангенциркуль ШЦ–III–125–0,1 Щупы. Набор № 2	1. Правка корпуса щеткодержателя 2. Опиловка, пригонка и	1. Размеры корпуса должны соответствовать требованию рабочей документации. 2. Заусенцы, задиры и

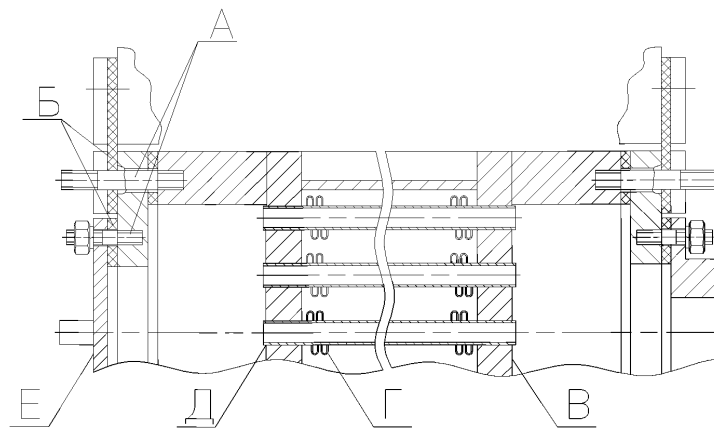
Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	ности, оплавления и т.п.)	ВК	Лупа ЛП-4-10^{x} Образцы шероховатости поверхности (рабочие)	доводка внутренней поверхности щеткодержателя 3. Замена щеткодержателя	острые кромки на внутренней поверхности щеткодержателя не допускаются 3. Шероховатость внутренней поверхности – Rz ≤ 2,0 мкм 4. Двусторонний зазор "а" между внутренней поверхностью щеткодержателя и боковой поверхностью щетки должен быть в пределах 0,1-0,3 мм 5. Перемещение щетки в щеткодержателе должно быть свободным, без заеданий
Г	Неравномерный износ, единичные нарушения рабочей поверхности щетки (риски, царапины, эрозия и т.п.), износ щетки до длины не менее 30 мм. Трещины, сколы и выкрашивание более чем 10% рабочей поверхности щетки.	ВК, ИК	Лупа ЛП-4-10^{x} Штангенциркуль ШЦ–III–125–0,1	1. Притирка рабочей поверхности щетки по рабочей поверхности контактного кольца 2. Замена щетки	1. "Зеркальный" натир должен быть не менее чем на 90% рабочей поверхности щетки 2. Длина щетки должна быть не менее 30 мм. 3.Давление на щетки должно быть одинаковым с точностью ±10% и должно соответствовать «Инструкции по эксплуатации» завода изготовителя.
–	Износ боковой поверхности щетки более чем на 0,1 мм/ Трещины, сколы, выкрашивание более чем 20% боковой поверхности щетки/	ВК, ИК	Лупа ЛП-4-10^{x} Щупы. Набор № 2.	Замена щетки.	Двусторонний зазор "а" между боковой поверхностью щетки и внутренней поверхностью щеткодержателя должен быть не более 0,3мм/
–	Ослабление крепления болтовых соединений траверсы, кабельных наконечников, щеточных блоков/	ВК	–	–	Не допускаются ослабление крепления болтовых соединений.
–	Снижение сопротивления изоляции тра-	ИК в соответ-	Мегаомметр на 1000 В.	Восстановить изоляцию	Не допускается снижение сопротивления

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	версы между токоведущими кольцами и корпусом и между самими токоведущими кольцами/	ствии с [1].		(сушка, очистка, ревизия).	изоляции траверсы

Карта дефектации и ремонта 19

Газоохладители, поз.8 рисунка 5.1

Количество на изделие, шт. – 6



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Нарушение плотности резьбового соединения	ВК ИК	Лупа ЛП-4-10^{x} Калибры резьбовые Щупы. Набор № 2	1. Затяжка, стопорение крепежных деталей 2. Замена крепежных деталей	1. Не допускается ослабление плотности соединения 2. Детали резьбовых соединений, стопорение от самоотвинчивания должны соответствовать требованиям конструкторской документации.
Б	Нарушение плотности соединения поверхностей трубных досок и крышек	ИК, КИ	Динамометрический ключ	1. Тарированная затяжка 2. Замена прокладки	Газоохладитель испытать гидравлическим давлением 0,588 МПа (6 кгс/см^2) в течение 30 мин
В	Нарушение покрытия	ВК	Лупа ЛП-4-10^{x}	1. Очистка 2. Покрытие	Наружные поверхности трубных досок по-

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	наружных поверхностей трубных досок			эмалью	сле очистки должны быть покрыты одним слоем эмали ГФ 92ХС
Г	Наличие отложений на внутренних стенках охлаждающих трубок	ВК	—	1. Очистка 2. Промывка	Внутренняя поверхность трубок должна быть очищена
Д	Течи трубок, нарушение плотности развальцовки трубок в трубных досках	ВК	—	Заглушка трубок, замена воздухоохладителя	Допустимое количество заглушенных трубок в каждом охладителе не более 5% от общего количества трубок
Е	Нарушение покрытия поверхностей воздухоохладителей	ВК	Лупа ЛП-4-10^{x}	1. Очистка 2. Покрытие эмалью	Поверхности воздухоохладителя, кроме таблички на крышке и трубок, должны быть покрыты эмалью ПФ-133

7.14 Требования к отремонтированному газоохладителю

7.14.1 На наружных поверхностях трубок, трубных досок и крышек газоохладителя не должно быть загрязнений, следов влаги и масла.

7.14.2 Внутренние поверхности крышек, соприкасающиеся с водой, покрыть водостойкой эмалью.

7.14.3 Наружные поверхности корпуса и крышек газоохладителя покрыть маслостойкой эмалью.

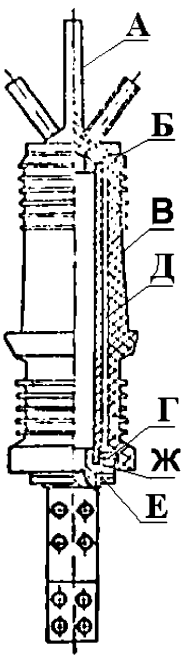
7.14.4 Техническое состояние отремонтированного газоохладителя должно соответствовать требованиям конструкторской документации завода – изготовителя. Испытание газоохладителя гидравлическим давлением – 0,834 МПа. (8,5 кгс/см^2)

Карта дефектации и ремонта 20

Концевой вывод, поз 9. рисунка 5.1

Количество на изделие, шт. – 9–12

Концевой вывод



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Забоины, подгары, нарушение серебряного покрытия контактной поверхности вывода.	ВК ИК	Линейка измерительная 1–300. Штангенциркуль ЩЦ– III –630–0,10	1. Зачистка. 2. Опиловка. 3. Серебрение.	1. На контактной поверхности концевого вывода допускаются забоины с одной стороны на площади не более 40 мм^2. 2. Шероховатость поверхности – не более Ra=12,5 мкм. 3. Подгары и отслаивания покрытия контактной поверхности допускаются на площади не более 2550 мм^2. 4.Толщина серебряного покрытия должна быть от 6 до 9 мкм.
Б Г	Нарушение газоплотности концевого выво-	ВК КИ	Манометр М 1,0 МПа–I	1. Замена прокладок. 2.Шлифовка торцов изоля-	Т.Т. см. п. 7.15.1

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	да.			тора . 3. Замена изолятора.	
В	Сколы, трещины, повреждения глазури.	ВК	–	Замена изолятора.	Повреждения на поверхностях изолятора не допускаются
Д	Нарушение электрической прочности изоляции концевого вывода.	ВК КИ	Стенд испытательный СИВ–700/60–55. Мегаомметр 2500 В.	1. Восстановление изоляции. 2.. Замена уплотнительных шайб, колец, фарфорового изолятора.	Изоляция концевого вывода должна выдержать электрические испытания согласно п. 7.15.2.
Е	Ослабление крепления гайки уплотнительного кольца.	ВК	–	Затяжка гайки.	Гайка уплотнительного кольца должна быть застопорена.
Ж	Задиры, деформация колец.	ВК	–	1. Рихтовка колец. 2. Замена колец.	Задиры и деформация колец не допустимы.
–	Нарушение герметичности стержня вывода.	ВК ИК	Манометр	–	Т.Т. см. п. 7.15.1.

7.15 Требования к сборке и отремонтированному концевому выводу.

7.15.1 Собранный концевой вывод должен выдержать испытания на газоплотность избыточным давлением воздуха 0,5 МПа. Концевой вывод считается выдержавшим испытание, если при давлении 0,3 МПа падение давления не превышает 0,5 мм рт. ст/ч.

7.15.2 Фарфоровый изолятор до сборки должен выдержать электрические испытания напряжением промышленной частоты U=39 кВ в течение 1 мин.

Изоляция концевого вывода в сборе должна выдерживать электрические испытания напряжением U=28 кВ промышленной частоты.

7.15.3 Смещение оси стержня линейного вывода относительно оси изолятора не должно быть более 2 мм.

8 Требования к сборке и к отремонтированному турбогенератору.

Требования к сборке и к отремонтированному турбогенератору должны при-

меняться в соответствии с СТО 70238424.29.160.20.001–2009 (раздел 8).

Установочные размеры при сборке турбогенераторов приведены на рисунке 8.1–8.2 и в таблице 8.1–8.2.

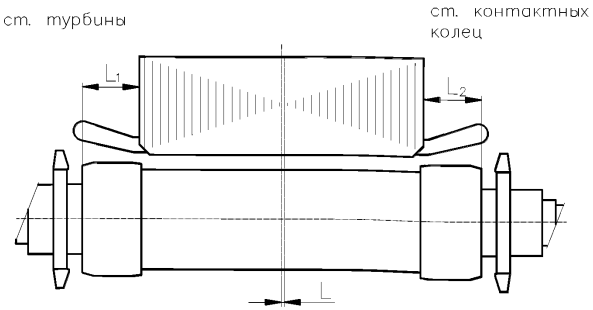


Рисунок 8.1

Таблица 8.1 – Установочные размеры при сборке турбогенератора

в миллиметрах

Место замера	Тип турбогенератора	
	ТВФ–63–2Е	ТВФ–110–2Е
Воздушный зазор	46,7–48,3	63,2–64,8
Разница вылетов от торцов бандажных колец до стали статора со стороны к/колец и турбин: L2–L1	4 max	4 max

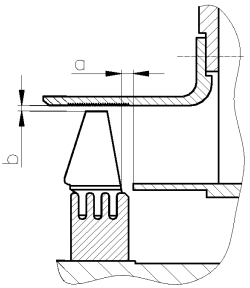


Таблица 8.2 – Зазоры между вентилятором и обтекателем

в миллиметрах

Место замера	Тип турбогенератора	
	ТВФ–63–2Е	ТВФ–110–2Е
Осевой зазор – "*a*" ст. возбудителя	29,5–34,5	15,5–27,5
Осевой зазор – "*a*" ст. турбины	23,9–28,9	3,5–15,5
Радиальные зазоры – "b" ст. возбудителя и турбины	2,0–2,85	2,0–2,8

8.1 Сборка турбогенератора должна производиться по конструкторской или ремонтной документации на турбогенератор и формулярам зазоров для каждой сборочной единицы.

8.2 К сборке допускаются составные части, удовлетворяющие требованиям настоящего Стандарта и НТД на конкретный турбогенератор

8.3 Трубки, гибкие шланги и каналы перед сборкой турбогенератора должны быть продуты сжатым воздухом.

8.4 При соединении составных частей турбогенератора через изолирующие детали сопротивление изоляции должно при необходимости контролироваться периодически в процессе сборки.

8.5 Контактные поверхности токоведущих частей должны быть очищены и обезжирены.

8.6 Перед установкой ротора, газоохладителей, щитов и других составных частей, перед закрытием смотровых люков необходимо дополнительно проверить закрепление деталей и отсутствие посторонних предметов на собранных и собираемых составных частях.

8.7 При вращении ротора валоповоротным устройством и турбиной не должны прослушиваться звуки, свидетельствующие об ударах, заеданиях и касаниях в турбогенераторе.

8.8 На собранном турбогенераторе не допускаются:

– ослабленное крепление статора к фундаменту;

– ослабленное крепление опорных подшипников к фундаменту;
– ослабленное крепление фундаментных плит;
– ослабленное крепление и обрыв заземлителя корпуса статора;
– ослабленное крепление трубопроводов, кожухов и других деталей, закреплённых на наружной поверхности корпуса статора;
– течи воды и масла из соединений.

8.9 Выполнение пусковых операций на турбогенераторе при снятых и незакрепленных деталях не допускается, за исключением, пусков для балансирования ротора и проведения специальных испытаний; в последнем случае должны быть приняты меры против попадания в турбогенератор посторонних предметов и масла, а также приняты меры по закреплению временно установленных составных частей и приспособлений.

8.10 Параметры отремонтированных масляных уплотнений роторов турбогенераторов должны соответствовать требованиям конструкторской и (или) ремонтной документации на ремонт конкретных турбогенераторов.

8.11 Допускается изменение параметров турбогенератора в сторону повышения эффективности использования на основании конструкторской документации и результата испытаний.

8.12 Вибрационное состояние турбогенератора и его составных частей, проверенное по параметрам, приведенным в СТО 70238424.29.160.20.001–2009 (раздел 8, таблица 2), должно соответствовать требованиям руководящего документа, определяющего объемы и нормы испытаний электрооборудования.

Для оценки технического состояния вала ротора и бандажных узлов после ремонта турбогенератора в процессе пуска и проведения испытаний автомата безопасности турбины снять амплитудно–фазочастотную вибрационную характеристику турбогенератора. Запись характеристики рекомендуется вести по приведенной ниже форме (таблица 8.3).

Таблица 8.3

Место замера и параметры вибрации		Частота вращения ротора, об/мин											
		Единицы измерения	***200	***400	600	800	1000	1-ая критическая	1200	1400	**3000	**3150	**3400
1. Опорный подшипник (вал ротора) ст. турбины													
вертикальная	фаза *	град											
	вибросмещ.	мкм											
поперечная	фаза	град											
	вибросмещ.	мкм											
2. Опорный подшипник (вал ротора) ст. контактных колец													
вертикальная	фаза	град											
	вибросмещ.	мкм											
поперечная	фаза	град											
	вибросмещ.	мкм											

Примечания:

Первая критическая частота вращения должна быть зафиксирована и занесена в графу частота вращения. В таблице столбец параметров первой критической скорости приведен произвольно.

* При замере фазы вибрации должно быть отмечено в примечании положение нулевой точки отсчета фазы относительно оси полюсов ротора генератора;

** Измерения вибрации опорных подшипников турбогенератора фиксируется в колонках, отмеченных (**), в процессе проведения испытаний автомата безопасности турбины для оценки состояния посадочных натягов бандажных колец на бочку ротора

*** Факт наличия развитой трещины вала ротора обнаруживается в процессе останова или пуска генератора по всплеску вибрации (поперечное и вертикальное направления) опорных подшипников, при частоте вращения ротора от 200 до 400 об/мин.

9 Испытания и показатели качества отремонтированных турбогенераторов единой серии ТВФ.

Объёмы, методы испытаний и сравнения показателей качества отремонтированных турбогенераторов с их нормативными и доремонтными значениями определяются и производятся в соответствии с СТО 70238424.29.160.20.001–2009 (раздел 9).

10 Требования к обеспечению безопасности.

Требования к обеспечению безопасности определяются в соответствии с СТО 70238424.29.160.20.001–2009 (раздел 10).

11 Оценка соответствия

11.1 Оценка соответствия соблюдения технических требований, объема и методов дефектации, способов ремонта, методов контроля и испытаний к составным частям и турбогенераторам в целом нормам и требованиям настоящего Стандарта осуществляется в форме контроля в процессе ремонта и при приемке в эксплуатацию.

11.2 В процессе ремонта производится контроль за выполнением требований настоящего Стандарта к составным частям и турбогенераторам в целом при про-

изводстве ремонтных работ, выполнении технологических операций ремонта и поузловых испытаниях.

При приемке в эксплуатацию отремонтированных турбогенераторов производится контроль результатов приемо–сдаточных испытаний, работы в период подконтрольной эксплуатации, показателей качества, установленных оценок качества и отремонтированных турбогенераторов и выполненных ремонтных работ.

11.3 Результаты оценки соответствия характеризуются оценками качества отремонтированного турбогенератора и выполненных ремонтных работ.

11.4 Контроль соблюдения норм и требований настоящего Стандарта осуществляют органы (Департаменты, подразделения, службы), определяемые генерирующей компанией.

11.5 Контроль соблюдения норм и требований настоящего Стандарта осуществляется по правилам и в порядке, установленном генерирующей компанией.

Приложение А
(рекомендуемое)
Перечень средств измерений

Таблица А.1

Наименование средств измерения	Условное обозначение средств измерения
Индикаторы часовые	Индикатор ИЧ 0,5 Кл. 01 ГОСТ 577
Линейки измерительные	500 ГОСТ 427
Линейки поверочные	Линейка ЛД–0–500 ГОСТ 8026
Лупа	ЛП 4–10^{X} ГОСТ 25706
Микрометры	Микрометр ГОСТ 6507
Щупы плоские для станочных приспособлений. Конструкция	Набор щупов № 1 Кл. 2 №2. Кл.1 №4. Кл.1 ГОСТ 8925
Нутрометры микрометрические	Нутрометр НМ 75 НМ 150 НМ 500 ГОСТ 10
Образцы шероховатости	Образец шероховатости 0,2–ШЦ 0,32–Т 0,32–Р 0,4–ШЦ 0,63–Т 0,63–ТТ ГОСТ 9378
Плиты поверочные	Плита 1–0–1000х630 ГОСТ 10905
Штангенциркули	Штангенциркуль ШЦ–1–125–0,1–1 ШЦ– III–125–0,1–1 ШЦ– III–250–0,1–1 ШЦ–III–630–0,1–1 ШЦ–III–1000–0,1–1 ГОСТ 166

Библиография

[1] СО 34.45–51.300–97 (РД 34.45-51.300-97) Объем и нормы испытаний электрооборудования. Утверждены Департаментом науки и техники РАО "ЕЭС России" 8 мая 1997 г., издание VI, с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.10.2006 (СО от 08.05.1997 N 34.45-51.300-97 (РД от 08.05.1997 N 34.45-51.300-97).

[2] СО 153–34.45.513–07 Руководство по повышению надёжности эксплуатации бандажных узлов роторов турбогенераторов. Приложение 2 к Приказу ОАО РАО «ЕЭС России» от 05.04.2007 № 232.

СТО
70238424.29.160.20.013-2009

УДК	ОКС		ОКП 33 8320 0
		03.080.10 03.120 29.160.20	

Ключевые слова: турбогенераторы, качество ремонта, технические условия

Руководитель организации–
разработчика
ЗАО «ЦКБ Энергоремонт»

Генеральный директор _____ А.В. Гондарь

Руководитель разработки
Заместитель генерального директора _____ Ю.В. Трофимов

Исполнители
Главный конструктор проекта _____ Л.А. Дугинов

gost.e-ecolog.ru