Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ НП «ИНВЭЛ»

СТО 70238424.29.160.20.012-2009

ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ СЕРИИ ТЗВ
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. № 184–ФЗ «О техническом регулировании», а правила разработки и применения стандартов организации – ГОСТ Р 1.4–2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Закрытым акционерным обществом «Центральное конструкторское бюро по модернизации и ремонту энергетического оборудования электростанций» (ЗАО «ЦКБ Энергоремонт»)

2 ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом НП «ИНВЭЛ» от 18.12.2009 № 92

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 3
5 Общие технические сведения 4
6 Общие технические требования 9
7 Требования к составным частям 9
7.1 Составные части статора 9
7.2 Требования к отремонтированному статору 16
7.3 Составные части ротора 19
7.4 Составные части бандажного узла ротора 22
7.5 Требования к бандажному узлу ротора 24
7.6 Составные части контактного кольца 24
7.7 Требования к отремонтированным контактным кольцам 28
7.8 Составные части подшипника опорного 29
7.9 Требования к сборке и отремонтированному подшипнику 38
7.10 Требования к отремонтированному щеточному аппарату 40
7.11 Требования к сборке и отремонтированному концевому выводу. 43
8 Требования к сборке и к отремонтированному турбогенератору 43
9 Испытания и показатели качества отремонтированных турбогенераторов серии Т3В 45
10Требования к обеспечению безопасности 45
11Оценка соответствия 45
Библиография 47

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ НП«ИНВЭЛ»

Турбогенераторы серии ТЗВ
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 серии ТЗВ, 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 в целом в процессе ремонта и после ремонта;

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

– распространяется на капитальный ремонт турбогенераторов серии ТЗВ;

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

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

ГОСТ 9467–75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы

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

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

СТО 70238424.29.160.20.009–2009 Турбогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования

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

СТО 17330282.27.010.001–2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 17330282.27.100.006–2008 Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений электрических станций и сетей. Условия выполнения работ подрядными организациями. Нормы и требования

СТО 17230282.27.010.002–2008 Оценка соответствия в электроэнергетике

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

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

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

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

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

3.1.5**качество 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.

3.1.6**оценка 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.

3.1.7**технические 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.

3.2 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 с СТО 70238424.29.160.20.009–2009.

4.4 Требования настоящего стандарта 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

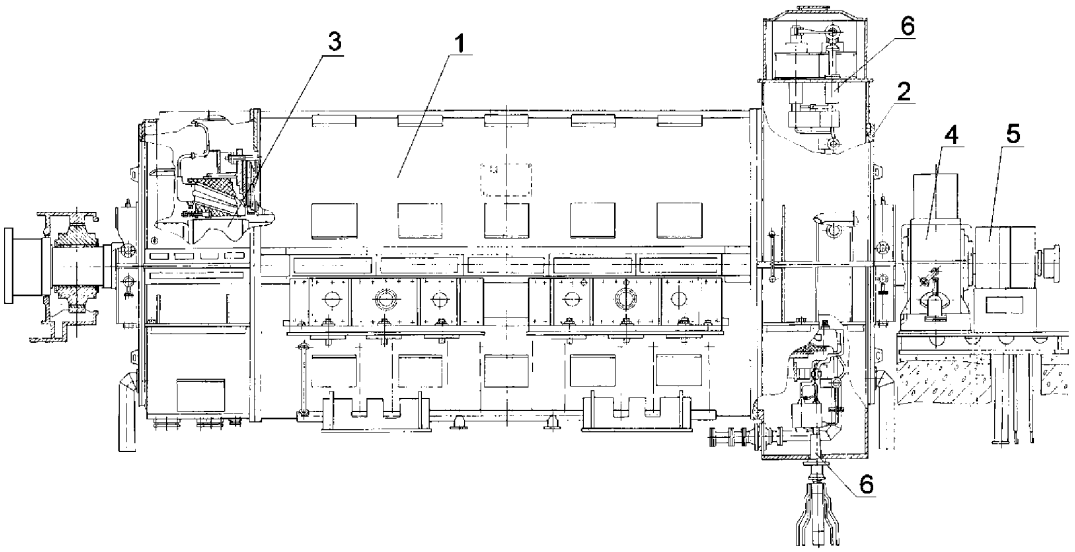
5.1 Стандарт разработан на основе конструкторской, нормативной и технической документации завода–изготовителя.

5.2 Группа турбогенераторов серии ТЗВ включает турбогенератор ТЗВ–220–2 и ТЗВ–800–2.

Общий вид турбогенераторов серии ТЗВ–800–2 приведен на рисунке 5.1а турбогенератора ТЗВ-220-2 – на рисунок 5.1б.

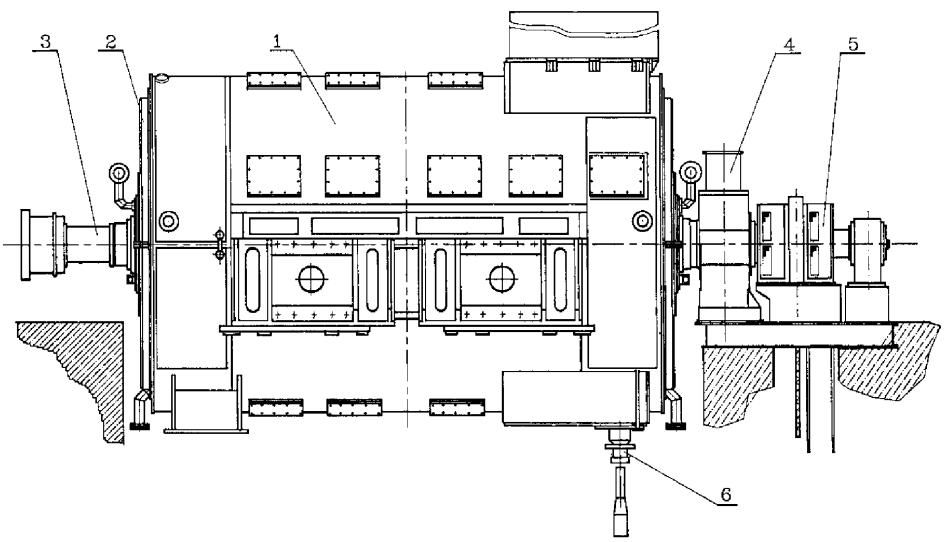
Турбогенератор ТЗВ–220–2 аналогичен по конструкции турбогенератору ТЗВ–800–2, поэтому в дальнейшем на основные узлы обоих типов турбогенераторов дается один чертеж и одни и те же технологические карты.

Основные характеристики и параметры турбогенераторов ТЗВ–220–2 и ТЗВ–800–2 приведены в табл. 5.1



1 – статор; 2 – щит наружный с напорной и сливной камерами; 3 – ротор; 4–подшипник; 5– – аппарат щеточно-контактный; 6 – вывод концевой.

Рисунок 5.1а – Турбогенератор ТЗВ–800–2



1 – статор; 2 – щит наружный с напорной и сливной камерами; 3 – ротор;
4 – подшипник опорный; 5 – аппарат щеточно-контактный; 6 – вывод концевой.

Рисунок 5.1б – Турбогенератор ТЗВ–220–2УЗ

Таблица 5.1 – Основные характеристики и параметры турбогенераторов ТЗВ–800–2 и ТЗВ–220–2

Основные параметры	ТЗВ–800–2	ТЗВ–220–2
Номинальная мощность, МВа	889	258,8
Активная мощность, МВт	800	220
Коэффициент мощности	0,9	0,85
Напряжение, В	24000	15750
Ток статора, А	21400	9490
Ток ротора, А	5130	2949
Напряжение обмотки возбуждения, В	425	245
Частота, Гц	50	50
Частота вращения, об/мин	3000	3000
Коэффициент полезного действия, %	98,9	98,8
Соединение фаз обмотки статора	двойная звезда	звезда
Число выводов обмотки статора	9	9
Критические частоты вращения, об/мин	760/1950/4400	1520/3765
Статическая перегружаемость, о.е.	1,5	1,7
Избыточное давление масла на входе в подшипник, МПа (кгс/см^2)	0,05–0,1	0,05–0,1
Расход масла через подшипник, л/с	10	4,1
Температура масла на входе в подшипник °С	35–45	35–45
Температура масла на сливе из подшипника °С	< 65	< 65
Температура дистиллята на входе, °С	30	30
Расход дистиллята через обмотку статора, л/с	42	11

5.3 Турбогенераторы серии ТЗВ предназначены для выработки электроэнергии при непосредственном соединении с паровыми турбинами на тепловой электростанциях. Турбогенераторы серии ТЗВ выполнены с полным водяным охлаждением активных частей.

Статор турбогенератора состоит из средней части и двух концевых частей. Сопрягаемые части корпуса статора турбогенератора в разъемах уплотнены резиновым шнуром. Вал ротора на выходе из наружных щитов имеет гидрозатворы в системе водяного охлаждения обмоток ротора, действующие только при частоте вращения ротора более 1000 об/мин.

Отличительной особенностью турбогенераторов серии ТЗВ является оригинальная система водяного охлаждения обмотки возбуждения и демпферной системы ротора, сердечника и ребер статора, нажимных колец, концевых частей корпуса турбогенератора. В качестве охлаждающей среды используется дистиллят и конденсат турбины (концевые части). Корпус турбогенератора заполнен воздухом. Циркуляция воздуха в генераторе обеспечивается системой осушки.

Корпус статора – стальной сварной, с поперечными перегородками и аксиальными ребрами. Внутри корпуса закреплены водяные напорные коллекторы и

сливные коробки. Снаружи корпуса закреплены сливные коллекторы системы охлаждения сердечника. Сердечник статора набран из сегментов электротехнической стали на аксиальных ребрах. Сердечник состоит из пакетов, разделенных охладителями. Охладители имеют форму сегментов сердечника и изготовлены из силумина. Внутри охладителей залиты трубчатые змеевики из нержавеющей стали, по которым циркулирует дистиллят. Сердечник в спрессованном состоянии удерживается на ребрах нажимными кольцами и нажимными пальцами. Ребра и нажимные кольца имеют охладители из медных трубок, по которым пропускается дистиллят.

На модернизированных турбогенераторах нажимные кольца дополнительно охлаждаются интенсивным потоком воздуха.

Обмотка статора – стержневая двухслойная петлевая с укороченным шагом. Стержни обмотки состоят из двух полустолбиков полых и сплошных элементарных проводников, имеющих транспозицию в пазовых частях. Изоляция стержней –типа «слюдотерм» (класс F нагревостойкости). Лобовые части обмотки закреплены между двумя изоляционными кольцами с коническими поверхностями. Лобовые части стержней скреплены между собой и с коническими поверхностями изоляционных колец прокладками и эпоксидной замазкой.

Вал ротора изготовлен из цельной стальной поковки. В «бочке» ротора выполнены продольные пазы для размещения обмоток.

Обмотка возбуждения выполнена из медного провода прямоугольного сечения с круглым каналом. Демпферная обмотка состоит из одного витка и размещена во всех пазах, включая пазы «большого зуба». Охлаждение катушек обмоток возбуждения и демпферной системы самонапорное.

Входные по дистилляту концы катушек расположены в кольцевом ряду меньшего диаметра, чем диаметр кольцевого ряда выходных концов катушек. На концы катушек напаяны штуцера, на которые надеты изоляционные трубки. Трубки выведены аксиально через отверстия в упорном кольце, соответственно, в напорную и сливную камеру, образованные напорными и сливными кольцами, закрепленными на упорном кольце. Напорное кольцо охватывает все трубки входных концов катушек, сливное кольцо – все трубки выходных концов катушек.

Напорные и сливные кольца вращаются вместе с ротором. Концентрично с напорным кольцом (внутри него) установлен напорный коллектор, закрепленный на наружном щите. В напорный коллектор под давлением подается охлаждающий обмотки дистиллят. Через выходные отверстия неподвижного напорного коллектора дистиллят поступает во внутреннюю полость вращающегося напорного кольца.

В напорном кольце за счет центробежных сил образуется вращающийся кольцевой слой дистиллята. За счет напора в этом слое дистиллят поступает во входные трубки концов катушек и проходит через каналы первых витков.

Далее от витка к витку катушек дистиллят под дополнительным напором, возникающим от центробежных сил в местах перехода проводников на больший радиус (в местах межвитковых переходов), проходит по всей катушке. Из верхнего витка катушки дистиллят поступает в выходную трубку, из нее на внутреннюю поверхность сливного кольца, откуда сбрасывается в сливную камеру наружного щита. Упорное кольцо, через которое проходят трубки, надетые на штуцера концов катушек, имеет поперечное сечение U–образной формы, что препятствует по-

паданию дистиллята в подбандажное пространство ротора.

Бандажные кольца изготовлены из высокопрочной коррозионностойкой немагнитной стали. Кольца консольно насажены на бочку ротора и от осевого смещения удерживаются гайкой с наружной резьбой. Гайка размещается под «носиком» бандажного кольца и упирается в кольцевую шпонку, заложенную в кольцевой паз бочки ротора. Шпонка – пружинная, с одним разрезом.

Щёточно–контактный аппарат. Контактные кольца, состоящие из стальных и медных колец, соединены с обмоткой возбуждения изолированными гибкими шинами, установленными в пазах вала ротора, токоведущими болтами и внутренним токоподводом в центральном отверстии вала. Медные кольца насажены с натягом на вал через слой изоляции. Стальные кольца с натягом насажены на медные кольца. Охлаждение контактных колец производится вентилятором, установленным на валу ротора между кольцами.

Щетки и щеткодержатели охлаждаются вентилятором, установленным на валу ротора.

Концевые части статора изготовлены сварными из немагнитной стали. Стенки концевых частей двойные, через зазор между ними протекает конденсат от турбины. В каждой концевой части выполнены два люка с крышками. (Для турбогенератора ТЗВ–800–2 крепление концевых частей к корпусу статора болтовое). Концевая часть со стороны возбудителя имеет горизонтальный разъем и лапы для крепления к фундаменту. К нижней плоскости крепятся линейные выводы обмотки статора, к верхней плоскости – нулевые выводы с трансформаторами тока. Концевая часть со стороны турбины является неразъемной.

Щиты наружные изготовлены сварными из нержавеющей стали. Щиты имеют горизонтальный разъем. К щитам прикреплены сливные камеры для слива дистиллята, охлаждающего обмотки ротора и сами щиты, и трубки подачи дистиллята для охлаждения мест присоединений лабиринтных уплотнений и слива дистиллята из камер этих уплотнений. На щитах установлены напорные камеры и напорные коллекторы для подачи дистиллята в ротор: один комплект для обмотки возбуждения (крепится к щиту со стороны возбудителя), второй комплект – для демпферной обмотки (крепится к щиту со стороны турбины). Камеры соединены с коллекторами металлическими трубами.

Лабиринтные уплотнения выполнены из изоляционного материала. Уплотнения крепятся к щитам и защищают внутренний объем статора от попадания брызг из камер слива дистиллята, охлаждающего обмотки ротора. Напорные камеры и лабиринтные уплотнения имеют горизонтальные разъемы.

5.4 Наибольшие допустимые температуры отдельных узлов, охлаждающей жидкости и масла турбогенераторов серии ТЗВ при номинальной температуре охлаждающих сред приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Наименование узлов турбогенератора	Наибольшая температура. °С	
	По сопротивлению	По термопреобразователям сопротивления
Обмотка статора	–	100
Сердечник статора		120
Обмотка ротора	60	–
Дистиллят на сливе из обмоток статора, ротора, охладителей сердечника статора, нажимных колец, ребер статора	–	85
Горячий воздух на выходе из щеточной траверсы	–	75
Баббит вкладышей подшипников	–	80
Масло на входе в подшипники	–	45
Масло на сливе из подшипников	–	65

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

6 Общие технические требования

Требования к метрологическому обеспечению ремонта, маркировке составных частей, крепежным и уплотнительным деталям, контактным соединениям, материалам и запасным частям, применяемым при ремонте турбогенераторов, определяются в соответствии с требованиями раздела 6 СТО70238424.29.160.20.009.

7 Требования к составным частям

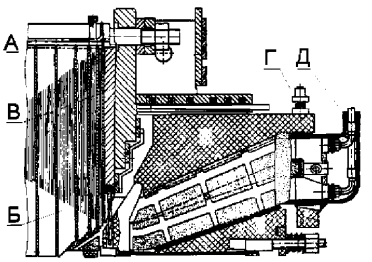
Требования к составным частям турбогенераторов, установленные в настоящем стандарте, должны применяться совместно с соответствующими требованиями к составным частям турбогенераторов, установленными в СТО 70238424.29.160.20.009 и СО 34.45–51.300 [1].

В разделе требований к составным частям турбогенераторов могут отсутствовать отдельные требования к составным частям турбогенераторов, изготовленным заводами–изготовителями в индивидуальном, опытном исполнении.

7.1 Составные части статора

Дефектацию и ремонт составных частей статора поз. 1, (см. рисунки 5.1) необходимо проводить в соответствии с картами 1– 2.

Карта дефектации и ремонта 1
Статор поз. 1 рисунок 5.1
Количество на генератор, шт. – 1



Обозначение	Возможный дефект	Способ установления дефекта	Средства измерения	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
–	Трещины, непровары сварных швов корпуса статора	ИК КИ Проверка мыльной пеной	Манометр М 1,0 МПа–1 Прибор ГТИ–6	Сварка. Электрод марки УОНИИ–13/45 тип Э42А ГОСТ 9467	Трещины в сварке недопустимы.
А	Нарушение целостности (трещины, изломы) стяжных ребер, самоотвинчивание гаек	ВК	–	Сварка. Электрод марки УОНИИ–13/45 тип Э42А ГОСТ 9467	Наличие трещин в призмах, самоотвинчивание гаек не допускается.
Б	Разрушения, оплавления сегментов активной стали	ВК ИК КИ	Термометры шкала 0–100°С. Амперметр. Вольтметр. Ваттметр. Частотомер Щуп	1. Удаление поврежденного участка. 2. Зачистка и травление кислотой. 3. Установка клиньев–заполнителей. 4. Установка вставок–заполнителей	1. Поврежденный участок должен быть удален полностью до неповрежденного участка. 2. После зачистки и травления лаковая пленка между сегментами сердечника должна просматриваться сплошными линиями. 3. Активная сталь статора должна выдержать испытания согласно СО 34.45–51.300 [1]. 4. Обмотка статора должна выдержать испытания электрические на прочность изоляции согласно СО 34.45–51.300 [1].
–	Смещение нажимных пальцев	ВК	–	1. Закрепление в первоначальном положении. 2. Установка клина, приварка к пальцу	Смещение нажимных пальцев не допускается

Обозначение	Возможный дефект	Способ установления дефекта	Средства измерения	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
Б, В	Ослабление плотности прессовки активной стали и сегментных охладителей	ВК ИК КИ	Щуп специальный для контроля прессования активной стали. Термометры шкала 0–100°С. Амперметр. Вольтметр. Ваттметр. Частотомер	1. Установка клиньев–заполнителей. 2. Подтяжка гаек нажимного кольца	1. Щуп специальный от усилия руки (100–120)Н не должен входить между сегментами активной стали глубже 4 мм на участке не ближе 100 мм от нажимного кольца. 2. Активная сталь статора должна выдерживать испытания согласно СО 34.45–51.300 [1]. 3.Сопротивление изоляции термопреобразователей сопротивления не должно быть менее 1,0МОм. 4.Сопротивление термопреобразователей сопротивления при постоянном токе, установленных под пазовым клином должно быть (53±1%)Ом. 5.Обмотка статора должна выдерживать испытания электрические на прочность изоляции согласно СО 34.45–51.300 [1].
–	Следы местных перегревов, контакт коррозии активной стали	ВК КИ	Термометры шкала 0–100°С. Амперметр. Вольтметр. Ваттметр. Частотомер	1. Зачистка. 2. Травление кислотой	1. После зачистки и травления лаковая пленка между сегментами сердечника должна просматриваться сплошными линиями. 2. Активную сталь статора испытать в соответствии с СО 34.45–51.300 [1]
–	Нарушение плоскостности торцовой поверхности статора под щит	ВК ИК	Щупы. Набор №2. Линейка поверочная ШД–1–630. Образцы шероховатости поверхности	Шабровка	1. Допуск плоскостности торцовых поверхностей статора относительно общей прилегающей плоскости наружного щита 0,1 мм. 2. Шероховатость Ra ≤ 50 мкм.
–	Ослабление натяжения тяг крепления обмотки в лобовой части	ВК	–	1. Подтягивание крепежных деталей.	1. Деформация, повреждение покровной ленты на стержнях и шинах после подтягивания крепежных деталей не допускается. 2. Обмотка статора должна выдержать испытания

Обозначение	Возможный дефект	Способ установления дефекта	Средства измерения	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
					электрические на прочность изоляции согласно СО 34.45–51.300 [1].
–	Ослабление, обрыв шнуровых бандажей	ВК	–	Замена бандажей	Обмотка статора должна выдержать испытания электрические на прочность изоляции согласно СО 34.45–51.300–97 [1].
Г	Ослабление сжатия пружин поджатия клиньев распора кронштейнов	ИК	Линейка измерительная I–300. Штангенциркуль ЩЦ–I–125–010	Поджать пружины	Пружины должны быть сжаты до размера $L_1 = (H–10) \pm 1$ мм, где Н – высота пружины в свободном состоянии
–	Нарушение герметичности водяного тракта обмотки статора, водосоединяющих трубок, шлангов водоподвода и коллектора	КИ Гидравлические испытания. Пневматические испытания	Манометр М 1,0 МПа –1	1. Пайка припоем ПСр–15 штуцеров, трубок, наконечников. 2. Глушка путем заливания элементарного проводника клеем ЭК–4 холодного отверждения. Допускается глушить отдельные элементарные проводники имеющие течи. В одном стержне разрешается глушить не более двух не рядом лежащих полых проводников. 3. Замена шланга.	Обмотка статора должна выдержать испытания электрические на прочность изоляции согласно СО 34.45–51.300 [1].
–	Истирание изоляции лобовых частей обмотки, истирание изоляции (пыль желтого цве-	ВК	–	1. Восстановление изоляции. 2. Закрепление лобовых частей обмотки. 3. Покраска	Обмотка статора должна выдержать испытания электрические на прочность изоляции согласно СО 34.45–51.300 [1].

Обозначение	Возможный дефект	Способ установления дефекта	Средства измерения	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	та), разрушение полупроводящего покрытия стержня (пыль серого цвета)			обмотки эмалью ГФ–92ХС. 4. Ремонт полупроводящего покрытия	
–	Нарушение проходимости обмотки статора	ВК КИ	Манометр М 0,6 МПа–1. Емкость мерная. Секундомер.	1. Продувка. 2. Химическая промывка. 3. Промывка дистиллятом	1. Расход воды на верхней стержень должен быть (0,267±0,05) л/с при давлении воды на входе 0,1 МПа (1 кгс/см^2)*. 2. Расход воды на нижний стержень должен быть (0,233±0,04) л/с при давлении воды на входе 0,1 МПа (1 кгс/см^2)**
Д	Нарушение целостности шланга	ВК КИ	Манометр М 1,6 МПа –1	Замена шланга. Новый шланг должен выдержать испытания водой на прочность и герметичность при давлении 980кПа (10кгс/см^2) в течение 30 мин.	–
–	Ослабление крепления водяных коллекторов	–	–	Затяжка болтов	См. СО 153–34.45.513 [2].
–	Нарушение плотности соединения шлангов к коллектору	ВК КИ	Манометр М 1,0 МПа–1	Притирка рабочих поверхностей штуцерных соединений	См. СО 153–34.45.513 [2].
–	Ослабление крепления водоподвода к корпусу	ОК Обтяжка вручную	–	1. Замена уплотнительных прокладок. 2. Затяжка болтов	См. СО 153–34.45.513 [2].
–	Механические повреждения поверхности изолятора водоподвода	ВК	–	Замена изолятора	–

Обозначение	Возможный дефект	Способ установления дефекта	Средства измерения	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
–	Ослабление плотности крепления обмотки статора по высоте паза	ВК Простукивание молотком массой 0,2 кгс по характеру стука. Перемещение клиньев от усилия руки	Штангенциркуль ЩЦ–1–125–0,10	Переклиновка с установкой под клин дополнительных прокладок	1. Допускается не более 10% ослабленных клиньев, но не более трех подряд в одном пазу. 2. Допускается разновысотность клиньев в одном пазу не более 1,5 мм. 3. При установке пазовых клиньев, имеющих вентиляционные прорези, не допускается смещение этих прорезей относительно вентиляционных каналов активной стали
–	Ослабление плотности крепления обмотки статора по ширине паза	ВК ИК	Набор уплотнительных ножей. Штангенциркуль ЩЦ–1–125–0,10	Установка при переклиновке между стенкой паза и стороной стержня "набегающей" по направлению вращения ротора уплотнительной прокладки	Зазор между стенкой паза и стержнем должен быть не более 0,3мм
–	Нарушение защитного покрытия активной стали	ВК	–	1. Очистка. 2. Покраска двумя слоями лака БТ–99	Поверхность защитного покрытия активной стали должна быть ровной, без отслаиваний и подтеков лака
–	Нарушение защитного покрытия обмотки статора, соединительных и выводных шин	ВК КИ	Мегомметр 2500 В. Стенд испытательный типа СИВ–700/60–55	1. Очистка. 2. Покраска двумя слоями эмали ГФ–92ХС	1. Поверхность защитного покрытия обмотки статора, соединительных и выводных шин должна быть ровной, без отслаиваний и подтеков. 2. Обмотка статора должна выдерживать испытания электрические на прочность изоляции согласно СО 153–34.45.513 [2].
–	Обрыв проводки теплоконтроля	КИ	Мегомметр 500 В	1. Пайка припоем ПОС–40. 2. Замена проводки теплоконтроля	Сопротивление изоляции проводки теплоконтроля должно быть не менее 0,5 МОм
–	Сопротивление изоляции термопреобразователей	КИ	Мегомметр 500 В	1. Очистка. 2. Изолирование. 3. Замена	Сопротивление изоляции термопреобразователей сопротивления не должно быть менее 1,0 МОм.

Обозначение	Возможный дефект	Способ установления дефекта	Средства измерения	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	сопротивления с присоединенными проводами менее 1,0 МОм				
–	Сопротивление постоянному току термопреобразователя сопротивления менее 53 Ом	КИ	Мост двойной типа МО–62	Замена	Сопротивление постоянному току термопреобразователя сопротивления должно быть 53 Ом (приведенная к температуре 0°С, без учета сопротивления соединительных проводов), отклонения в пределах ±1%
–	Сопротивление изоляции обмотки статора ниже нормы ($К_{абс}$ < 1,3)	КИ	Мегомметр 2500 В	1. Очистка. 2. Сушка	Коэффициент абсорбции должен быть $К_{абс} \geq 1,3$ при температуре от +10 до +30°С
–	Отклонение сопротивления обмотки при постоянном токе	КИ Метод амперметра–вольтметра	Амперметр. Вольтметр	Перепайка дефектной головки обмотки статора	См. СО 153–34.45.513 [2].
–	Нарушение электрической прочности корпусной изоляции	КИ	Мегомметр 2500 В. Стенд испытательный типа СИВ–700/60–55	1. Ремонт изоляции обмотки. 2. Замена стержня	Обмотка статора должна выдержать испытания электрические на прочность изоляции согласно СО 153–34.45.513 [2].
Примечание - *), **) Данные по расходу воды через верхний и нижний стержень приведены в соответствии с требованиями НИИ ЛПЭО "Электросила"					

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.

7.2.4Не 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.

7.2.5Допустимый 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.

7.2.6Для оценки технического состояния деталей узлов расклиновки изоляционных коробок рекомендуется кроме осмотра, разборка каждого 3 или 5 узла. Разбираемые узлы расклиновки должны маркироваться по месту установки. На разобранных узлах проверяются:

– изоляционные гайки, шайбы, шпильки – на наличие механических повреждений (расслоения, сколы);

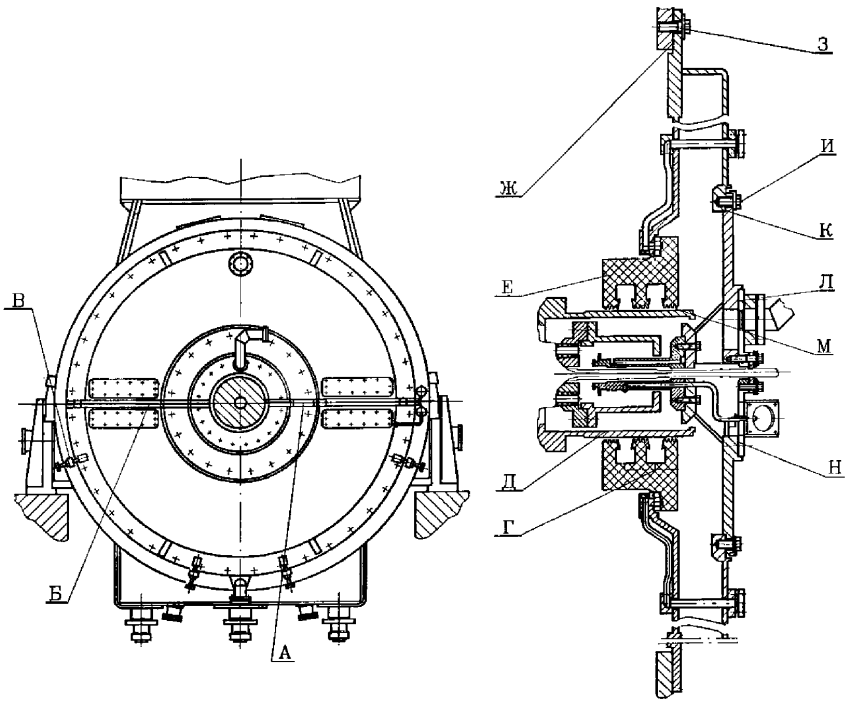
– гайки, шпильки – на исправность резьбы;

– клинья шпильки – на соответствие размеров чертежам;

– поверхности прилегания клиньев друг к другу и к изоляционным коробкам – на наличие следов истирания.

По результатам проверки уточняется необходимый объем ремонта.

Карта дефектации и ремонта 2
Щит наружный с напорной и сливной камерами, поз.2 рисунок 5.1
Количество на изделие, шт. – 2

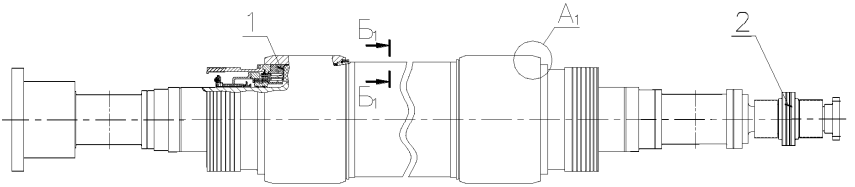


Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А Е Н	Нарушение уплотнения напорной камеры, разъема лабиринтовых полуколец и крышки к напорной камере.	ВК	–	Замена уплотнительного шнура	Нарушения уплотнения, течи недопустимы.
Б	Нарушение плотности прилегания верхней половины щита наружного к нижней половине.	ВК ИК	Щупы Набор №2 Образцы шероховатости Линейка поверочная ШД–1–630	1. Шлифовка 2. Шабровка	Шероховатость поверхностей Rz40. В свободном состоянии щуп 0,03 мм не должен в разъём на глубину более 3мм. Плотность поверхностей прилегания верхней и нижней половин 0,3мм на 1м.

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
В	Нарушение центровки торцевого щита	ВК ИК	Нутрометр НМ–175	Регулировка	Максимальная разница величин воздушных зазоров между щитом и кольцом сливным не должна быть более 0,2мм.
Г Д	Засорение каналов лабиритного уплотнения и внутренней поверхности сливного кольца.	ВК	–	Очистка	Загрязнение каналов недопустимо.
Ж К	Нарушение плотности прилегания щита к статору и напорной камеры к наружному щиту.	ВК ИК	Щупы Набор №2 Образцы шероховатости Линейка поверочная ШД–2–630	1. Зачистка 2. Шабровка поверхности прилегания	Плоскость поверхностей прилегания на щите и напорной камере 0,1 мм на 1,0 м. Шероховатость поверхностей Rz40.
М	Нарушение центровки лабиринтного уплотнения.	ТО ИК	Щупы специальные.	Регулировка	Величины воздушных зазоров между лабиринтным уплотнением и сливным кольцом не должны
И Л	Нарушение плотности посадки напорной камеры к нажимному щиту и крышки к напорной камере.	ВК	Лупа ЛП–3–6^{X} Калибры резьбовые (пробки и кольца)	1.Затяжка и стопорение крепёжных деталей. 2. Замена крепёжных деталей.	Ослабление плотности недопустимо.
З	Нарушение плотности посадки щита к корпусу статора.	ВК	Лупа ЛП–3–6^{X} Калибры резьбовые (пробки и кольца)	1.Затяжка и стопорение крепёжных деталей. 2. Замена крепёжных деталей.	Ослабление плотности недопустимо.

7.3 Составные части ротора

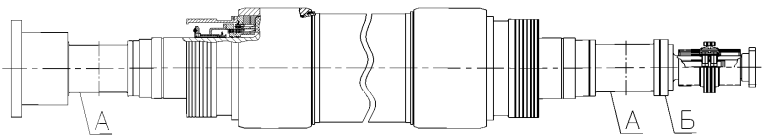
Дефектацию и ремонт составных частей бандажного узла поз. 1, контактных колец поз. 2 (см. рисунок 7.1) необходимо проводить в соответствии с картами 3 – 4.

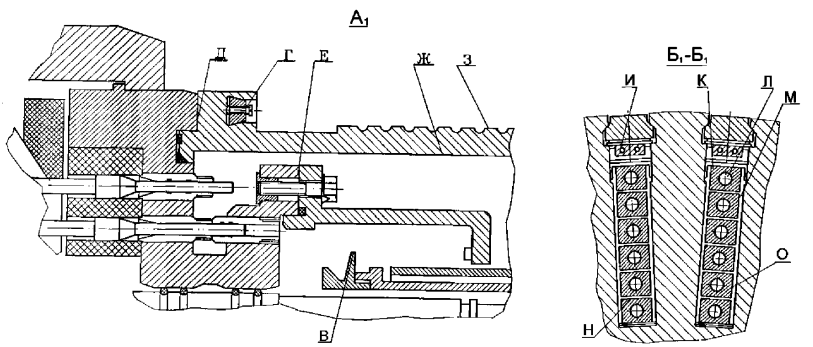


1 –бандажный узел; 2 – контактные кольца с токоподводом

Рисунок 7.1 – Ротор турбогенератора

Карта дефектации и ремонта 3
Ротор поз.3 рисунок 5.1
Количество на изделие, шт. – 1





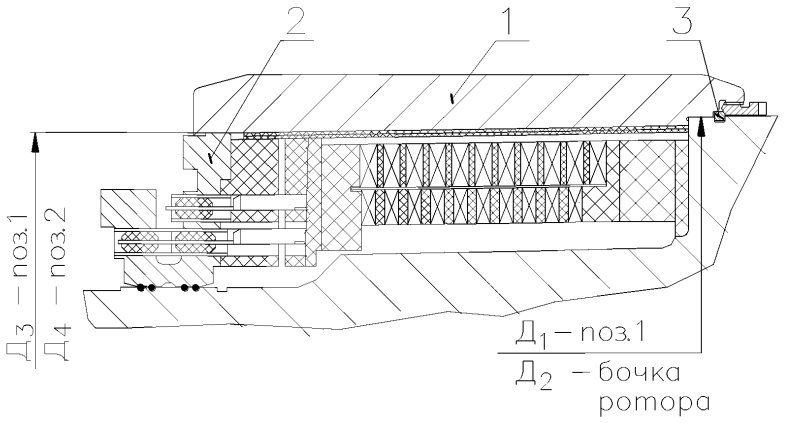
Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Износ, риски, забоины	ВК ИК	Лупа ЛП-4-10^{x} Индикатор ИЧ 0,5 кл. 01 Микрометр Образцы шероховатости поверхности (рабочие)	1. Проточка 2. Шлифовка	1. Шероховатость поверхности – Ra ≤ 0,63мкм. 2. Допуск цилиндричности – 0,03 мм. 3. Допуск радиального биения –0,015 мм.
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 ≤2,5 мкм. 2. Допуск торцового биения – 0,02 мм. 3. Допуск конусности – 0,03 мм
В	Загрязнение рабочей поверхности напорного кольца	ВК	Лупа ЛП–3–6^{x}	1. Промывка моющими растворами. 2. Очистка	Загрязнение рабочей поверхности кольца не допускается.
Г	Ослабление крепления балансировочных грузов.	ВК	–	Крепление балансировочных грузов от самоотвинивания производить в соответствии с конструкторской документацией.	Ослабление крепления балансировочных грузов не допускается
Д	Ослабление плотности резьбового соединения сливного кольца с упорным кольцом.	ВК	Калибры резьбовые (пробки и кольца) Щупы Набор № 2 Линейка–300	1. Замена уплотняющих колец. 2. Тарированная затяжка болта.	Соединение сливного кольца с упорным кольцом должно быть герметичным.
Е	Нарушение плотности соединения напорного кольца с упорным	ТО	Калибры резьбовые (пробки и кольца) Щупы Набор № 2 Линейка–300	1. Замена уплотняющего кольца. 2. Тарированная затяжка болта	Соединение напорного кольца с упорным кольцом должно быть герметичным

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	кольцом				
Ж З	Загрязнение на рабочих поверхностях сливного кольца.	ВК	–	1. Промывка моющими растворами. 2. Очистка	Отложений (механических или химических) не должно быть. Допуск радиального биения поверхности кольца относительно оси вала ротора – 0,15 мм.
О	Нарушение герметичности обмотки ротора.	ИК	Манометр МТП–160 Шкала 12,0 МПа Секундомер	–	Течь воды, падение давления во время испытания не допускается. Катушки должны выдержать давление 10 МПа в течение 30 мин.
Л И	Снижение проходимости обмотки ротора и демпферной системы.	ИК	Манометр МТП–160 Шкала 0,20 МПа Секундомер, мерная ёмкость.	1. Промывка 2. Продувка обмоток.	Расход воды через каждую цепь обмотки ротора при давлении на входе 0.1Мпа не должен уменьшиться более чем на 10 % от номинального расхода
М	Нарушение корпусной изоляции обмотки ротора	ИК	Мегомметр М4100/4 кл. 1 на 1000 В	1. Очистка 2. Сушка 3.Восстановление корпусной изоляции обмотки по конструкторской документации.	Повреждение, увлажнение и загрязнение изоляции не допускается. Сопротивление изоляции при температуре 20–30°С должно быть не менее 0,5 МОм. Изоляция обмотки должна выдерживать испытательное напряжение 1,0 кВ частотой 50Гц в течении 1 мин.
Н	Нарушение витковой изоляции обмотки ротора	ИК	Испытательный стенд СИВ–700/60–55 Амперметр Вольтметр Э316, кл.1,0	Восстановление витковой изоляции.	Отклонения полученных значений от данных предыдущих измерений должны находиться в пределах измерений.
К	Изменение сопротивления обмотки рото-	ИК Измерение по методу	Мегомметр М4100/4 кл.1,0 на 1000 В Амперметр	–	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от данных завода–

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	ра постоянному току.	«амперметра–вольтметра»	Вольтметр Э316, кл.1,0		изготовителя более чем на 2%

7.4 Составные части бандажного узла ротора

Дефектацию и ремонт составной части бандажного узла: кольца бандажного поз. 1, кольца пружинного поз. 3 необходимо производить в соответствии с картой 4–5.



1– кольцо бандажное; 2 – кольцо упорное; 3-кольцо пружинное.

Рисунок 7.2 – Бандажный узел ротора, поз.1 рисунок 7.1.

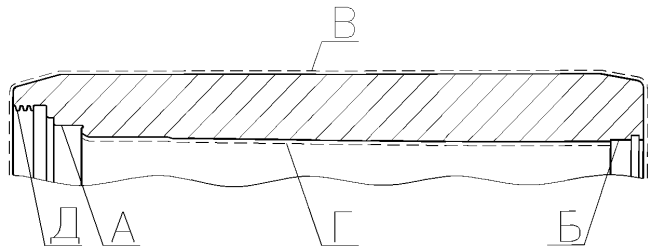
Нормы натягов в деталях бандажного узла ротора турбогенератора ТЗВ–220–2 и ТЗВ–800–2 и приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Размеры в мм

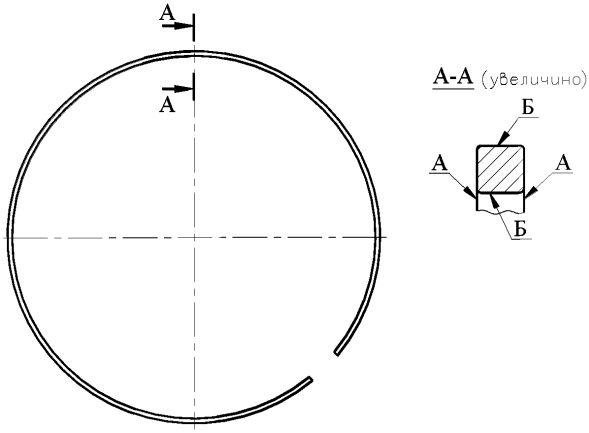
Тип турбогенератора	Бандажное кольцо–бочка ротора			Бандажное кольцо–упорное кольцо		
	$Д_2$	$Д_1$	Натяг	$Д_4$	$Д_3$	Натяг
ТЗВ–220–2	$1074{,}7_{-0{,}06}$	$1072^{+0{,}105}$	2,7–2,53	$1017{,}4_{-0{,}66}$	$1015^{+0{,}105}$	2,4–2,23
ТЗВ–800–2	$1198{,}62_{-0{,}06}$	$1195^{+0{,}1}$	3,62–3,46	$1153{,}2_{-0{,}06}$	$1150^{+0{,}1}$	3,2–3,04

Карта дефектации и ремонта 4
Кольцо бандажное
поз.1 рисунок 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 В Г	Фреттинг–коррозия, коррозионное растрескивание, трещины, подгары.	ВК, ИК, УЗД Дефектоскопия цветная.	Нутромер НМ 150–1250 Индикатор ИЧ0,5 кл. 01 УД2–12, УД4–Т Лупа ЛАЗ–20^{x}.	Устранение дефектов по СО 153–34.45.513 [2]	1. Ослабление натягов недопустимо 2. Допуск конусности поверхности А и Б не более 0,03 мм 3. Допуск овальности поверхности А и Б не более 0,2 мм. 4. Радиальное биение поверхности А и В относительно общей оси не более 0,1 мм. 5. Шероховатость поверхности – $Ra \leq 2,0$ 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 [2]. 2. Шероховатость поверхности не более $Rz \leq 20$ 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 в соответствии с СО 153–34.45.513 [2].

Карта дефектации и ремонта 5
Кольцо пружинное поз.3 на рисунок 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 – Rz ≤ 20 км
А	Отклонение от плоскостности	ВК ИК	Измерение. Плита 1–0–1000×1000, щупы набор №4	Рихтовка	Допуск плоскостности – 1 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 (разделы 1–2) [2].

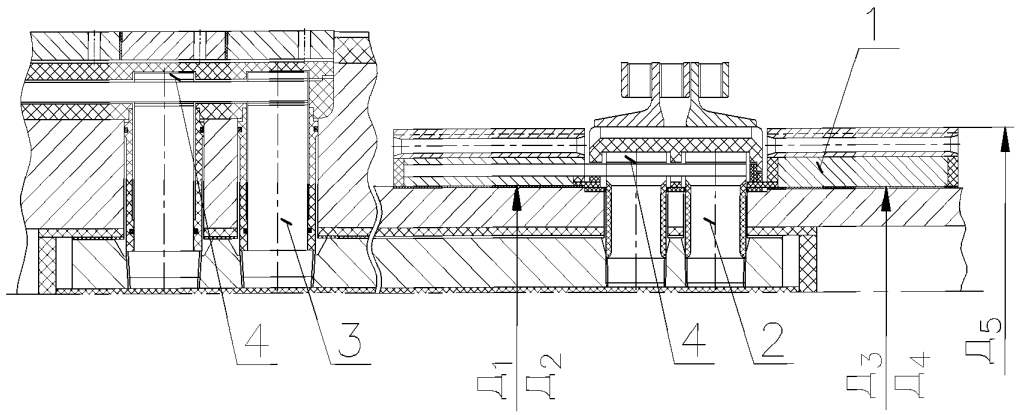
7.5.2Обеспечить натяги, указанные в таблице 7.1.

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

7.6 Составные части контактного кольца

Дефектацию и ремонт составных частей контактного кольца поз. 1, токоведущего болта поз. 2, 3 и контактного винта поз. 4 (см. рисунок 7.3) необходимо проводить в соответствии с картами 6–10

Размеры и натяги узла контактных колец, а также моменты затяжки токоведущих болтов различных диаметров приведены в таблицах 7.2 и 7.3.



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

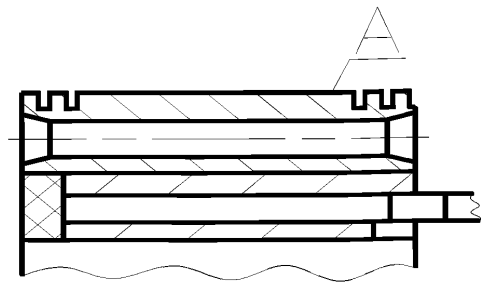
Рисунок 7.3 – Контактные кольца с токопроводом, поз.2 рисунок 7.1

Таблица 7.2 – Размеры узла контактных колец

Размеры в мм

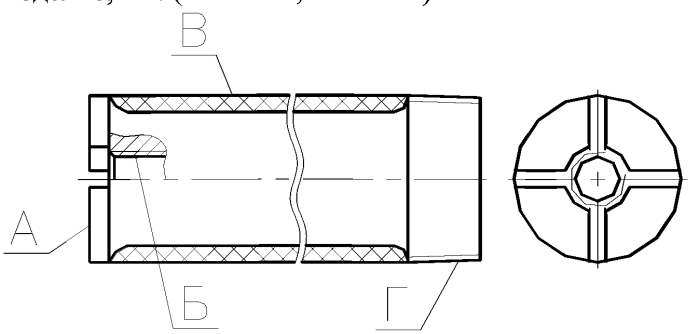
Тип турбогенератора	Посадка внутреннего контактного кольца на изоляцию	Посадка наружного контактного кольца на изоляцию	Наружный диаметр контактного кольца	Минимально допустимый диаметр контактных колец
	$Д_1/Д_2$	$Д_3/Д_4$	$Д_5$	$Д_{5min}$
ТЗВ–220–2	260/260,62	256/256,62	400	388
ТЗВ–800–2	260/260,62	256/256,62	402	388

Карта дефектации и ремонта 6
Кольцо контактное поз.1 рисунок 7.3
Количество на изделие, шт. – 2



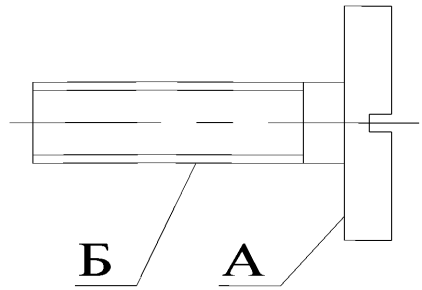
Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Радиальное биение и перепад высот выходят за пределы допустимых норм. (измеряется не менее чем в трех точках по ширине кольца)	ВК, ИК,	Измерение. Индикатор часового типа ИЧ05 кл.0.	1. Проточка. 2. Шлифовка 3. Замена.	1. Допустимый диаметр не менее 388мм 2. Шероховатость – Rz ≤ 1,25 мкм.
А	Неравномерный износ, подгар, эрозия забоины	ВК, ИК	Измерение. Индикатор часового типа ИЧ 05 кл.0.	1. Проточка. 2. Шлифовка. 3. Замена.	Подгары, эрозия не допускаются
	Уменьшение глубины спиральной канавки	ИК ВК	Штангенциркуль ЩЦ–I–125–0,1 Образцы шероховатости поверхности (рабочие)	Нарезка канавки	1. Допустимая глубина не менее 3 мм. 2. Шероховатость – Rz ≤ 20 мкм.

Карта дефектации и ремонта 7
Болт токоведущий поз.2 и 3 рисунок 7.3
Количество на изделие, шт. (поз.2 – 4, поз.3 – 4)



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 ЛАЗ–10	Серебрение контактных поверхностей покрытия – 9 мкм	Допустимое нарушение серебряного покрытия не более 10% площади контактной поверхности
Б	Нарушение внутренней резьбы болта токоведущего	ВК, ИК	Лупа ЛАЗ–10	Замена болта	Нарушение резьбы и качества контакта не допускаются
Г	Нарушение резьбовой поверхности более одного витка. Нарушение контактного соединения болта и шины	ВК, ИК	Лупа ЛАЗ–10	Замена болта токоведущего	Нарушение резьбы и качества контакта не допускаются
Г	Деформация по длине болта токоведущего	ВК ИК	–	Замена болта токоведущего	Не допускается
В	Дефекты изоляционного покрытия болта токоведущего	ВК	Лупа ЛАЗ–10	Замена изоляционного покрытия	Не допускаются

Карта дефектации и ремонта 8
Винт контактный поз.4 рисунок 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	Нарушение серебряного покрытия контактной поверхности	ВК, ИК,	Лупа ЛАЗ–10	Серебрение контактных поверхностей Толщина покрытия – 9 мкм	Допустимое нарушение серебряного покрытия не более 10% площади контактной поверхности
Б	Трещины в резьбовой части винта контактного	ВК, ИК	Лупа ЛАЗ–10	Замена винта контактного	Не допускаются
Б	Выкрашивание, срывы резьбы	ВК	–	Замена винта контактного	Допускается на длине не более 1 витка

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 – 0,015 мм

7.7.3Токоведущий болт затянуть моментом, указанным в табл. № 7.3.

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

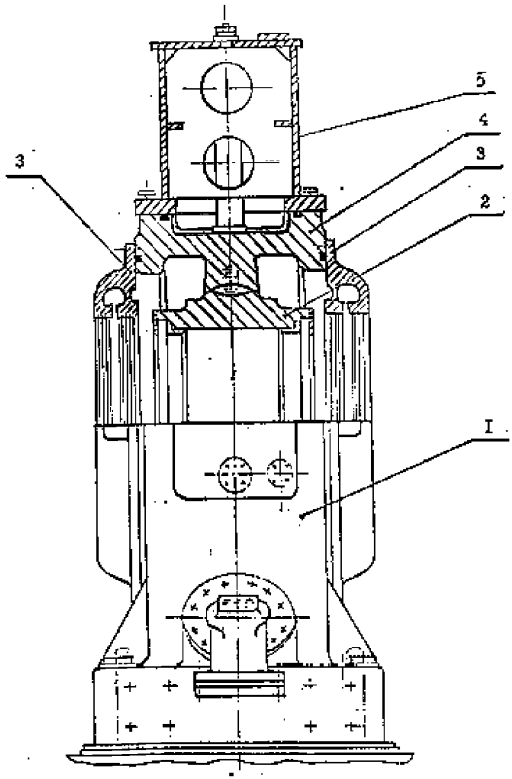
Таблица 7.3 – Моменты затяжки токоведущих болтов различных диаметров

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 подшипника опорного

7.8.1Составные части подшипника.

Дефектацию и ремонт составных частей подшипника: стояка подшипника поз. 1, вкладыша подшипника поз. 2, маслоуловителя поз. 3, крышки подшипника поз. 4, бака аварийной смазки поз. 5 необходимо проводить в соответствии с картами 9 – 14.



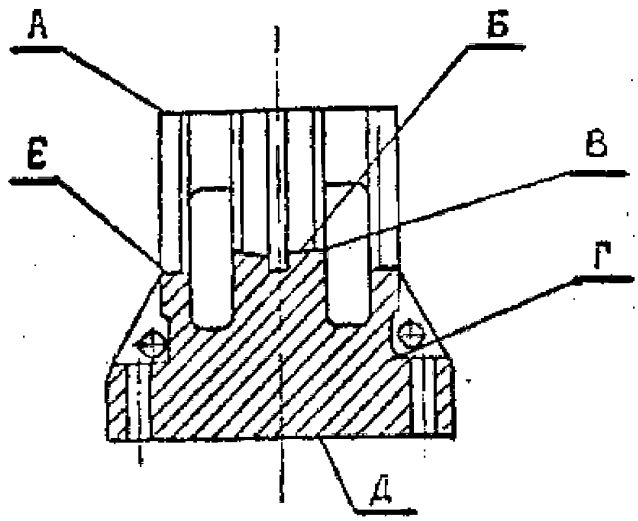
1 – стояк подшипника; 2 – вкладыш подшипника; 3 – маслоуловитель;

4 – крышка подшипника; 5 – бак аварийной смазки

Рисунок 7–4 Подшипник, поз.4 рисунок5.1

Карта дефектации и ремонта 9

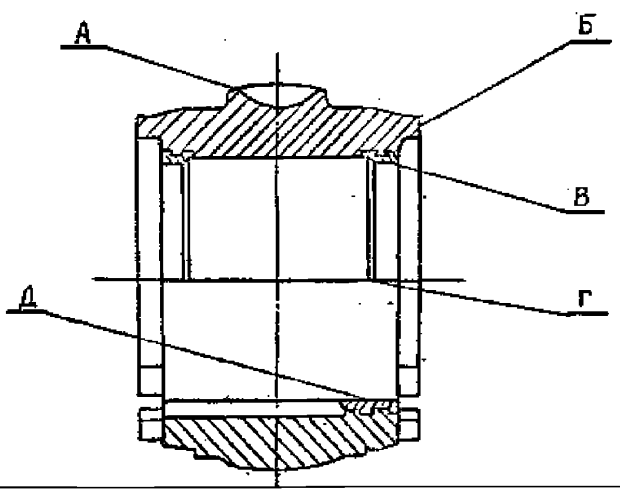
Стояк подшипника поз. 1 рисунок 7–4
Количество на изделие, шт. – 1



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Царапины, задиры, забоины	ВК ИК	Образцы шероховатости поверхности (ГОСТ 9378). Линейка поверочная ЩД–1–630	1.Запиловка 2 Шабрение	1. После шабрения должно быть не менее 10 точек касания на площади 25×25мм 2. Шероховатость поверхности Ra≤3,2мкм
Б	Риски, царапины задиры на сферической поверхности	ВК ИК,	Образцы шероховатости поверхности. Линейка поверочная ЩД–1–630	Шабрение	1. После шабрения должно быть не менее 10 точек касания на площади 25×25мм 2. Шероховатость поверхности Ra≤3,2мкм
В Е	Царапины, задиры, забоины	ВК ИК	Образцы шероховатости поверхности. Линейка поверочная ЩД–1–630	1.Запиловка 2 Шабрение	1. После шабрения должно быть не менее 10 точек касания на площади 25×25мм 2. Шероховатость поверхности Ra≤100мкм
Г	Нарушение герметичности сварных швов	ВК	Метод керосиновой пробы	Сварка. Электрод марка УОНИИ–13/45, тип Э42А, ГОСТ 9467	Отсутствие пятен керосина после 24 ч керосиновой пробы

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
Д	Задиры, забоины	ВК ИК	Образцы шероховатости поверхности. Линейка поверочная ЩД–1–630	1.Запиловка 2 Шабрение	1. После шабрения должно быть не менее 10 точек касания на площади 25×25мм 2. Шероховатость поверхности Ra≤50мкм
–	Загрязнение внутренних поверхностей маслоподводящих и сливных труб	ВК	–	1.Очистка 2.Промывка 3. Продувка.	Загрязнение маслоподводящих и сливных труб не допускается

Карта дефектации и ремонта 10
Вкладыш подшипника поз. 2 рисунок 7–4
Количество на изделие, шт. – 1

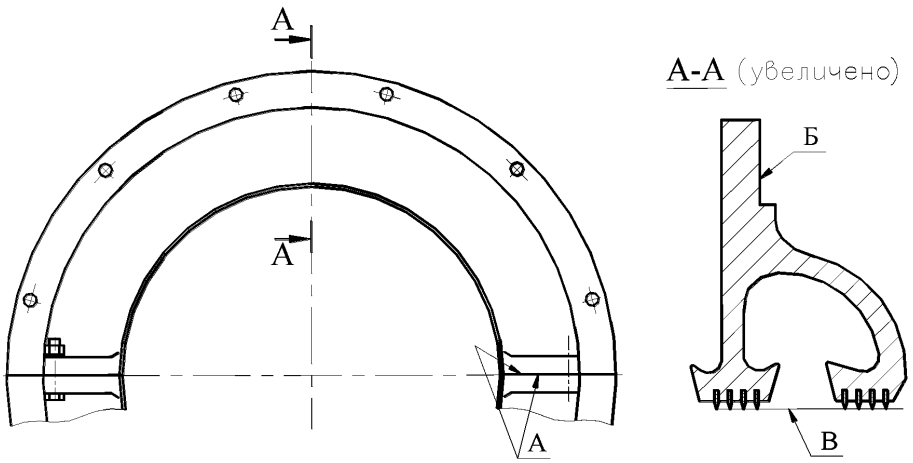


Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Царапины, задиры, риски	ВК ИК	Образцы шероховатости поверхности (ГОСТ 9378). Линейка поверочная ЩД–1–630	1.зачистка 2.Опиловка 3. Шабрение	1. После шабрения должно быть не менее 10 точек касания на площади 25×25мм 2. Шероховатость поверхности Ra≤3,2мкм

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Радиальное биение относительно оси поверхности В более 0,2мм	ИК,	Индикатор ИЧ5 кл.0	1.Проточка 2.Шлифовка 3.Шабрение	Допуск радиального биения поверхности А относительно оси поверхности В не более 0,2 мм
Б	Торцевое биение относительно оси поверхности В не более 0,05 мм	ВК ИК	Индикатор ИЧ5 кл.0	1.Проточка 2.Шлифовка 3.Шабрение	1. Шероховатость поверхности – Ra≤ 100 мкм 2. Допуск торцевого биения поверхности Б относительно оси поверхности В не более 0,05 мм
В Д	Задиры трещины, раковины, пористость	ВК	Метод керосиновой пробы	Сварка. Электрод марка УОНИИ–13/45, тип Э42А, ГОСТ 9467	Отсутствие пятен керосина после 24 ч керосиновой пробы
Д	Задиры, трещины, раковины, пористость, выкрашивание, отслаивание баббита	ВК ИК УЗД Метод керосиновой пробы	Образцы шероховатости поверхности. Дефектоскоп ультразвуковой ДУК–11. Штангенциркуль ШЦ–I–125–0,10	1.Запиловка 2. Перезаливка 3.Проточка 4.Шабрение	1. Рабочая поверхность баббитового слоя вкладыша должна быть чистой, блестящей, без посторонних включений и следов структурных изменений. 2 Трещины, задиры, отслаивания от основы не допускаются. 3. На поверхности баббитового слоя не допускаются газовые раковины, одиночные поры и выкрашивания диаметром более 2 мм и глубиной 1 мм. Допускаются кольцевые царапины глубиной не более 0,5 мм, шириной до 1,5 мм в количестве не более пяти на вкладыш. 4. Шероховатость поверхности – Ra≤ 2,5 мкм 5. Отсутствие пятен керосина после 24 ч керосиновой пробы.

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
В Д	Износ рабочей поверхности вкладыша.	ИК	Щуп. Набор № 2. Штангенциркуль ШЦ–I–125–0,10	1.Наплавка 2.Перезаливка 3. Проточка.	1. Рабочая поверхность баббитового слоя вкладыша должна быть чистой, блестящей, без посторонних включений и следов структурных изменений. 2.На поверхности баббитового слоя вкладыша не допускаются газовые раковины, одиночные поры, и выкрашивания диаметром более 2мм и глубиной 1мм. Допускаются кольцевые царапины глубиной не более 0,5мм, шириной до 1,5 мм в количестве не более пяти на вкладыш. 3. Шероховатость поверхности – Ra≤ 2,5 мкм
Г	Забоины, задиры, неплотное прилегание поверхностей разъема	ВК ИК	Щуп Набор № 2 Образцы шероховатости поверхности	Шабрение	1.В свободном состоянии (фланцы разъема не затянуты болтами) щуп толщиной 0,05 мм не должен входить в разъем половин вкладыша на глубину более 3 мм. 2. После шабрения должно быть не менее 10 точек касания на площади 25×25мм 2. Шероховатость поверхности Ra≤2,5

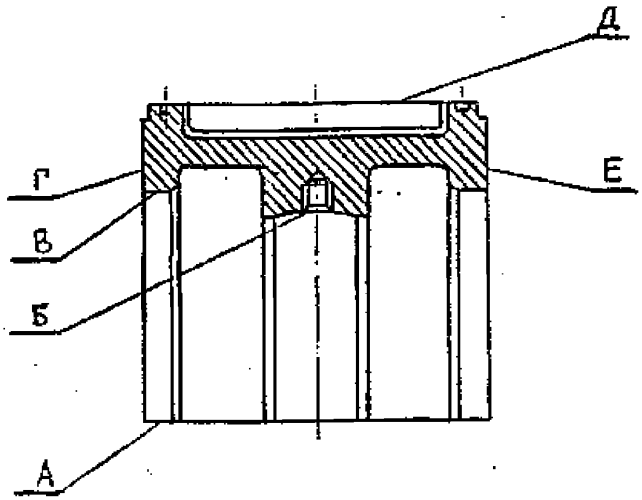
Карта дефектации и ремонта 11
Маслоуловитель поз.3 рисунок 7.4
Количество на изделие, шт. – 2



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Риски, забоины, отклонение от плоскостности	ВК ИК Контроль на краску по поверочной плите.	Образцы шероховатости поверхности (рабочие) Плита I–0–1000×630	Шабрение	1. Шероховатость – Ra ≤ 2,5 мкм. 2. Допустимое количество точек контакта при проверке на краску по поверочной плите – не менее 10 на площади 25×25мм.
Б	Риски, забоины	ВК	Образцы шероховатости поверхности (рабочие)	Шабрение	Шероховатость – Rz ≤ 20 мкм.
В	Износ	ВК ИК	Образцы шероховатости поверхности (рабочие) Нутрометр НМ75–600	1. Оттяжка ножей, проточка 2. Замена	1.Шероховатость – Rz ≤ 40 мкм.

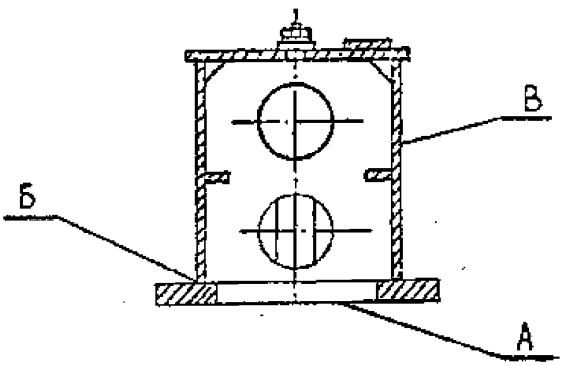
Карта дефектации и ремонта 12

Крышка подшипника поз. 4 рисунок 7–4
Количество на изделие, шт. – 1



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Царапины, задиры, риски	ВК ИК	Образцы шероховатости поверхности. Линейка поверочная ШД–1–630	1.Запиловка 2. Шабрение	1. После шабрения должно быть не менее 10 точек касания на площади 25×25мм 2. Шероховатость поверхности Ra≤3,2мкм
Б	Задиры, забоины	ВК ИК	Образцы шероховатости поверхности. Линейка поверочная ШД–1–630	1. Запиловка 2..Шабрение	1. После шабрения должно быть не менее 10 точек касания на площади 25×25мм 2. Шероховатость поверхности Ra≤3,2мкм
В Г Д Е	Задиры, Забоины	ВК ИК	Образцы шероховатости поверхности. Линейка поверочная ШД–1–630	1. Запиловка 2..Шабрение	1 После шабрения должно быть не менее 10 точек касания на площади 25×25мм 2. Шероховатость поверхности В, Г и Е– Ra≤ 100 мкм, поверхности Д – Ra≤ 50 мкм

Карта дефектации и ремонта 13
Бак аварийной смазки 5 рисунок 7–46
Количество на изделие, шт. – 1



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Задиры, Забоины	ВК	–	1.Запиловка 2.Шабрение	1. После шабрения должно быть не менее 10 точек касания на площади 25×25мм 2. Шероховатость поверхности Ra≤50мкм 3. Допуск плоскостности поверхности 0,1 мм на длине 1000мм
Б	Нарушение герметичности сварных швов бака аварийной смазки	ВК Метод керосиновой пробы	–	Сварка. Электрод марка УОНИИ–13/45, тип Э42А, ГОСТ 9467	Отсутствие пятен керосина после 24 часов керосиновой пробы
В	Нарушение герметичности бака аварийной смазки	КИ Гидравлические испытания	Манометр М 0,6 МПа–I	Сварка. Электрод марка УОНИИ–13/45, тип Э42А, ГОСТ 9467	Испытать гидравлическим давлением 0,3 МПа (3 кгс/см^2) в течении 10 мин. При испытании не должно наблюдаться снижения испытательного давления или течи воды.
–	Сопротивление изоляции бака аварийной смазки менее 1,0МОм, пористость	КИ	Мегомметр 1000 В	1. Очистка изоляционных деталей. 2.Замена изоляционных деталей	Сопротивление изоляции бака аварийной смазки должно быть не менее 1,0МОм

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
–	Расслаивание, трещины, подгары прокладок, трубок, изоляционных шайб и колец	ВК	–	Замена	–

Карта дефектации и ремонта 14

Сборка подшипника рисунок 7–4
Количество на изделие, шт. 1

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
–	Неплотное прилегание сопрягаемых поверхностей крышки и стояка подшипника	ИК	Щуп. Набор № 2 Плита поверочная Ш–I–630×400	Шабрение поверхностей разъема крышки и стояка	1. После шабрения должно быть не менее 10 точек касания на площади 25×25мм 2. Шероховатость поверхности Ra≤3,2мкм
–	Неплотное прилегание сопрягаемых поверхностей вкладыша и стояка подшипника	ИК	Щуп. Набор № 2 Образцы шероховатости поверхности	1. Проверка по краске сферической поверхности вкладыша. 2. Шабровка сферической поверхности вкладыша и стояка	1. После шабрения должно быть не менее 10 точек касания на площади 25×25мм 2. Шероховатость поверхности Ra≤3,2мкм
–	Отклонение зазора между вкладышем и крышкой подшипника от допустимых значений	ИК Снятие свинцового оттиска по разъему крышки и стояка подшипника	Щуп. Набор № 2 Плита поверочная Ш–I–630×400 Штангенциркуль ШЦ–1–125–0,10	1. Шабрение разъемов вкладыша 2. Шабрение поверхностей сопряжения крышки и стояка	1. После шабрения должно быть не менее 10 точек касания на площади 25×25мм 2. Шероховатость поверхности Ra≤3,2мкм 3. Зазор между крышкой и вкладышем подшипника должен быть 0,02–0,19 мм.

7.9 Требования к сборке и отремонтированному подшипнику

7.9.1Зазор между подошвой стояка и поверхностью фундаментной плиты без регулирующей и изолирующих прокладок при свободно стоящем подшипнике должен быть не более 0,5 мм.; при затянутых болтах – 0,15 мм. В сборе с прокладками и затянутых болтах зазор в зоне расположения болтов, равный размерам шайб под головками болтов и в середине подшипника на участке шириной от 200 до 300 мм не допускается, за исключением отдельных участков общей протяженностью не более 300 мм от суммарной длины вышеуказанных участков, где допускаются зазоры до 0,1 мм, в остальных местах допускается зазор до 0,3 мм.

7.9.2Зазор в разъеме между крышкой и стояком подшипника при свободно лежащей крышке, должен быть не более 0,1 мм; при затянутых болтах щуп толщиной 0,05 должен входить в разъем на глубину не более 15 мм.

7.9.3Зазоры при сборке подшипника генератора не должны превышать значений, приведенных в таблице 7.8.

7.9.4Вкладыш подшипника при затянутых болтах крышки, должен проворачиваться на угол от 5 до 10^{o} в любом направлении от приложенного момента от 60 до 90 кгс•м.

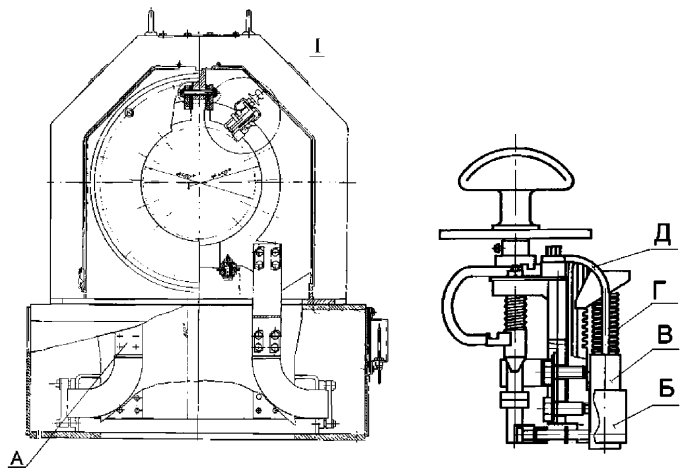
7.9.5Сопротивление изоляции термопреобразователя сопротивления, установленного во вкладыше подшипника, измеренное мегомметром 500 В, должно быть не менее 0,5 МОм.

7.9.6Сопротивление изоляции подшипника относительно фундаментной плиты при полностью собранных маслопроводах и отсутствии контакта между подшипником и шейкой вала, измеренное мегомметром 1000 В, должно не менее 1 МОм.

7.9.7Затяжка крепежных деталей подшипника должна производиться усилием руки, при этом повреждение изоляционных деталей недопустимо.

Карта дефектации и ремонта 15
Аппарат щеточно–контактный поз.5 рисунок 5.1
Количество на изделие, шт. – 1

I (увеличено)



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	Нарушение изоляции щеточноконтактного аппарата	ВК, ИК	Мегомметр М4100/4 Кл.1,0 1000 В	Восстановление изоляции по конструкторской документации	Загрязнение, увлажнение и повреждение изоляции не допускаются. Электрическое сопротивление изоляции при температуре 10–30°С траверс относительно друг друга и относительно корпуса должно быть не менее 10 МОм
Б	Повреждение корпуса щеткодержателя (деформация, задиры, оплавления).	ВК ИК	Лупа ЛП–3–6^{x} Штангенциркуль ШЦ–1–125–0,1. Щупы набор № 2	1. Правка корпуса щеткодержателя 2. Опиловка, пригонка и доводка внутренней поверхности щеткодержателя 3. Замена щеткодержателя	1. Заусенцы, задиры и острые кромки на внутренней поверхности щеткодержателя не допускаются 2. Шероховатость внутренней поверхности – $Rz \leq 2,0$ мкм 3. Двусторонний зазор между внутренней поверхностью щеткодержателя и боковой поверхностью щетки должен быть в пределах 0,1-0,4 мм 4. Перемещение щетки в щеткодержателе должно быть свободным, без заеданий

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
В	Неравномерный износ, местные нарушения рабочей поверхности, трещины, сколы, износ щетки до длины менее 25мм. Трещины, сколы и выкрашивание более чем 10% рабочей поверхности щетки., износ более 20% боковой поверхности	ВК ИК	Лупа ЛП–3–6^{X} Штангенциркуль ШЦ-П1-125-0,1 Щупы. Набор № 2	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 25 мм
Г	Неисправность нажимного механизма щеткодержателя (ослабление нажатия, излом пружины, разрушение изолятора)	ВК, ИК	Лупа ЛП-3–6^{X} Динамометр пружинный указывающий типа ДПУ–0,01–2	1.Замена пружины 2. Замена изолятора 3. Регулировка нажатия	Усилие нажатия пружины должно быть в пределах 12–13 Н (1,2–1,3 кгс) + 10%
Д	Нарушение крепления токоведущего провода в теле щетки	ВК	–	Замена щетки	Нарушение крепления не допускается
Д	Нарушение контактного соединения токоведущего провода к корпусу	ВК	–	1. Затяжка, стопорение крепежных деталей. 2. Замена крепежных деталей	Нарушение контакта не допускается

7.10 Требования к отремонтированному щеточному аппарату

7.10.1 На рабочих поверхностях щеточной траверсы не должно быть загрязнений и щеточной пыли.

7.10.2 Рабочая поверхность щеток после притирки их приработки на номинальных оборотах должна иметь равномерную зеркальную поверхность.

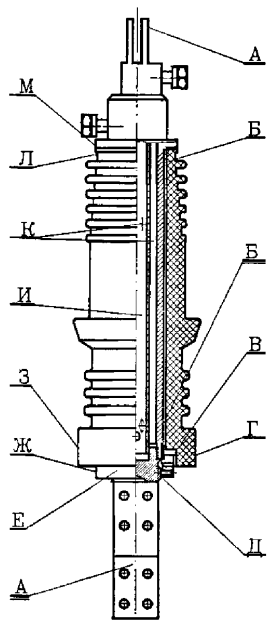
Площадь прилегания рабочей поверхности щетки должна быть не менее 80% от площади сечения щетки.

7.10.3 Величина зазора между щеткодержателями и контактными кольцами должна быть равна 3,0+1 мм.

7.10.4 Установка траверсы должна исключать возможность свисания щеток с рабочей поверхности контактных колец во всех режимах работы турбогенератора.

Работа щеток на расстоянии менее 5 мм от края рабочей поверхности контактного кольца не допускается.

Карта дефектации и ремонта 16
Концевой вывод, поз 6. рисунок 5.1
Количество на изделие, шт. – 9



Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
А	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. Подгары и отслаивания покрытия контактной поверхности более, чем на 10% ее площади не допускаются. 2.Толщина серебряного покрытия должна быть 6–9мкм
Б	Нарушение газоплотности внутренней полости вывода	ВК КИ	Лупа ЛП–3–6х Манометр М I,0 МПа–I, 10 кгс/см^2	1. Замена прокладок. 2. Шлифовка торцов изолятора. 3. Замена изолятора	Нарушение газоплотности вывода не допускается. Уплотнение между изолятором и токоведущим стержнем должно выдерживать гидравлическое испытание в соответствии с

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
					конструкторской документацией
В	Нарушение изоляции концевого вывода	ВК	Испытательный стенд СИВ–700/60–55	1.Восстановление изоляции. 2.Замена уплотнительных шайб, колец фарфорового изолятора	Изолятор должен выдерживать напряжение 70 кВ промышленной частоты в течении 1 мин
Г	Нарушение целостности изолятора (сколы, трещины, повреждения глазури)	ВК	Лупа ЛП–3–6^{x}	Замена изолятора	Трещины, сколы глазури не допускаются
Д	Ослабление плотности резьбового соединения	ВК	Лупа ЛП–3–6^{x} Калибры резьбовые (пробки и кольца).	1.Затяжка, стопорение Крепежных деталей. 2. Замена крепежных деталей (гайки, стержня)	Нарушение плотности не допускается
Е	Заусенцы, сколы, деформация колец нажимных	ВК	Лупа ЛП–3–6^{x}	1.Рихтовка колец. 2. Замена колец	Дефекты нажимных колец недопустимы
З Ж Л М	Нарушение соосности центрального стержня относительно изоляции	ВК КИ	Индикатор часового типа ИЧ 0,5 кл.0	Центровка токоведущего стержня	Допуск соосности поверхности З относительно поверхности Ж и поверхности М относительно поверхности Л не должен превышать 2 мм
И	Нарушение проходимости внутренней полости	ВК КИ	Манометр МТП–160, шкала 0,2 МПа, (2 кгс/$см^2$) Мерная ёмкость. Секундомер	Очистка внутренней полости	Снижение проходимости недопустимо
К	Нарушение герметич-	ВК КИ	Манометр МТП–160, шкала 3 МПа,	Восстановление герме-	Нарушение герметичности стержня не до-

Обозначение	Возможный дефект	Метод установления дефекта	Контрольный инструмент	Заключение и рекомендуемый способ ремонта	Технические требования после ремонта
	ности токоведущего стержня		(30 кгс/см^2)	тичности стержня	пускается

7.11 Требования к сборке и отремонтированному концевому выводу.

7.11.1 Стержень концевого вывода должен выдержать испытания на прочность и герметичность водой при давлении 2450 кПа в течении 1 ч. Течи не допускаются.

7.11.2 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.

7.11.3 Изоляция концевого вывода должна выдержать электрические испытания напряжением промышленной частоты U=70 кВ в течении 1 мин.

7.11.4 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 применяться в соответствии с СТО 70238424.29.160.20.009–2009 (раздел 8).

8.1 Сборка турбогенератора должна производиться по конструкторской 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, 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 Допускается изменение параметров турбогенератора в сторону повышения эффективности использования на основании конструкторской документации и результата испытаний.

8.11 Вибрационное состояние турбогенератора и его составных частей, проверенное по параметрам, приведенным в СТО 70238424.29.160.20.009–2009 (раздел 8), должно соответствовать требованиям СО 34.45–51.300 [1].

Для оценки технического состояния вала ротора и бандажных узлов после ремонта турбогенератора в процессе пуска и проведения испытаний автомата безопасности турбины следует снять амплитудно–фазочастотную вибрационную характеристику турбогенератора. Запись характеристики рекомендуется вести по приведенной ниже форме (таблица 8.1).

Таблица 8.1

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., в соответствии с рекомендациями поз 4 приложения 1

9 Испытания и показатели качества отремонтированных турбогенераторов серии ТЗВ

Объёмы, методы испытаний и сравнения показателей качества отремонтированных турбогенераторов с их нормативными и доремонтными значениями определяются и производятся в соответствии с СТО 70238424.29.160.20.009–2009 (раздел 9).

10 Требования к обеспечению безопасности

Требования к обеспечению безопасности определяются в соответствии с СТО 70238424.29.160.20.009–2009 (раздел 10).

11 Оценка соответствия

11.1 Оценка соответствия производится в соответствии с СТО 17230282.27.010.002–2008.

11.2 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.

11.3 В процессе ремонта производится контроль за выполнением требований настоящего стандарта к составным частям и турбогенераторам в целом при производстве 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.

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

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

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

Библиография

[1] СО 34.45–51.300–97 Объем и нормы испытаний электрооборудования (Утвержден ОАО РАО "ЕЭС России" 08.05.97)

[2] СО 153–34.45.513–2007 Руководство по повышению надёжности эксплуатации бандажных узлов роторов турбогенераторов (Утвержден ОАО РАО "ЕЭС России" 05.04.2007)

СТО
70238424.29.160.20.012-2009

УДК	ОКС	03.080.10 03.120 29.160.20	ОКП 33 8320 0

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
Гл. конструктор проекта. А.Г. Воинов

gost.e-ecolog.ru