

Генераторы. Обследование технического состояния. Технические требования и объем работ

Настоящий проект СТП не подлежит применению до его
утверждения



Ключевые слова: генератор, статор, ротор, комплексное обследование, испытания, щеточно-контактный аппарат, вибрация.

Предисловие

Генераторы. Обследование технического состояния. Технические требования и объем работ.

Проект, 1 редакция

1 РАЗРАБОТАН РУП «БЕЛТЭИ»

2 УТВЕРЖДЕН приказом государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго» от№

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Настоящий стандарт организации не может быть тиражирован и распространен без разрешения ГПО «Белэнерго»

Издан на русском языке

Содержание

1	Область применения	4
2	Нормативные ссылки	4
3	Термины и определения.....	5
4	Общие технические требования.....	5
5	Анализ эксплуатационной и ремонтной документации	9
6	Методы, средства и критерии оценки технического состояния основных узлов генераторов.....	10
7	Программа проведения комплексного обследования генератора	14
8	Оценка технического состояния генератора	15
9	Оформление результатов обследования технического состояния генератора	18
	Приложение А (рекомендуемое)	19
	Регламент проведения работ по обследованию технического состояния генератора.....	19
	Приложение Б (рекомендуемое)	21
	Визуально-инструментальный контроль генератора с применением эндоскопов	21
	Приложение В (рекомендуемое)	27
	Контроль плотности прессовки и состояния зубцовых зон крайних пакетов активной стали ультразвуковым методом.....	27
	Приложение Г (рекомендуемое).....	28
	Методика проведения электромагнитного контроля изоляции листов активной стали статора генератора	28
	Приложение Д (рекомендуемое)	30
	Контроль импульсных напряжений в нейтрали обмотки статора работающего генератора	30
	Приложение Е (рекомендуемое)	31
	Контроль частичных разрядов по пазам остановленного для ремонта генератора	31
	Приложение 3 (рекомендуемое).....	32
	Рекомендации по составлению и утверждению заключения по результатам обследования технического состояния генератора	32
	Библиография	33

Дата введения 2026

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает технические требования и объем работ по обследованию генераторов.

Разработаны требования технического и организационного характера при обследовании технического состояния генераторов.

Установлен порядок проведения оценки технического состояния генераторов, включая методы, периодичность и объем контроля.

Определены критерии оценки работоспособности основных узлов генератора.

Стандарт предназначен для применения организациями, входящими в состав ГПО «Белэнерго» при выполнении обследования технического состояния генераторов.

Стандарт распространяется на стационарные генераторы, предназначенные для выработки электроэнергии, находящиеся в эксплуатации на электростанциях энергосистемы Республики Беларусь.

2 Нормативные ссылки

В Стандарте использованы ссылки на следующие стандарты:

СТП 33243.20.366-16 Нормы и объем испытаний электрооборудования Белорусской энергосистемы

СТП 33240.20.501-23 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. Третье издание

СТП 09110.45.501-06 Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях

СТБ 2574-2020 Электроэнергетика. Основные термины и определения

ТКП 339-2022 (33240) Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемосдаточных испытаний

ТКП 427-2022 (33240) Электроустановки. Правила по обеспечению безопасности при эксплуатации

СТП 34.45.608-91 (РД 34.45.608-91) Типовое положение по определению необходимости полных перемоток статоров турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов.

СТП 34.45.301 (РД 34.45.301) Методические указания по проведению вибрационных испытаний турбо- и гидрогенераторов: МУ 34-70-103-85

СТП 09110.45.300-06 Методические указания по проведению испытаний генераторов на нагревание

СТП 34.45.510 (РД 34.45.510) Типовая инструкция по эксплуатации узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 165 МВт и выше: ТИ 34-70-024-84

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных СТП в электронной информационной системе «Энергодokument», а остальных ТНПА – на официальном сайте Национального фонда технических нормативных правовых актов в глобальной сети Интернет.

Если ссылочные документы заменены (изменены), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться действующими взамен документами. Если ссылочные документы отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В Стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 измерения: Определение значения физической величины опытным путем с помощью технических средств, имеющих нормированные метрологические свойства.

3.2 исправное состояние: Состояние электрооборудования, при котором оно соответствует всем требованиям конструкторской документации и ТНПА.

3.3 испытания: Экспериментальное определение качественных и (или) количественных характеристик электрооборудования в результате воздействия на него факторами, регламентированными настоящим стандартом.

3.4 капитальный ремонт: Ремонт, выполняемый для восстановления технико-экономических характеристик оборудования до значений, близких к проектным (заводским) с заменой и восстановлением изношенных деталей и узлов, выполнением мероприятий по повышению надежности и экономичности его работы.

3.5 комплексные испытания: Испытания в объеме, определяемом специальной программой.

3.6 контроль технического состояния (далее—контроль): Проверка соответствия значений параметров электрооборудования требованиям настоящего стандарта.

3.7 ресурс: Нарботка электрооборудования от начала его эксплуатации или его восстановления после ремонта до перехода в состояние, при котором дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна.

3.8 средний ремонт: Ремонт, выполняемый для восстановления технико-экономических характеристик оборудования до заданных значений с заменой или восстановлением изношенных деталей и узлов ограниченной номенклатуры с целью обеспечения нормальной работы оборудования до очередного капитального ремонта.

3.9 текущий ремонт: Ремонт, выполняемый для поддержания технико-экономических характеристик оборудования с заменой или восстановлением отдельных, быстро изнашиваемых деталей и узлов.

4 Общие технические требования

4.1 Организация работ по обследованию технического состояния генераторов.

4.1.1 Обследование технического состояния генераторов производится по системе, имеющей два уровня контроля:

- **первый уровень контроля** — техническое освидетельствование;
- **второй уровень контроля** — комплексное обследование технического состояния.

4.1.2 Техническое освидетельствование производится комиссией, состоящей из специалистов электростанции, возглавляемой главным инженером. В комиссию включаются руководители и специалисты структурных подразделений электростанции, представители служб энергосистемы, специалисты специализированных организаций.

4.1.3 Техническое освидетельствование генераторов, как правило, совмещается с проведением капитального ремонта генератора с выводом ротора и включает:

- анализ и обобщение результатов работы систем штатного контроля (вибрационного, теплового, газоплотности генератора, гидравлической плотности обмотки статора и т.п.) генератора в процессе эксплуатации;
- анализ технической документации, в том числе актов расследования аварий (инцидентов) и отклонений от технологических параметров, влияющих на условия эксплуатации за весь период работы, материалов ранее проводимых технических осмотров и освидетельствований;
- внутренний и внешний визуальный осмотр основных узлов генератора;
- комплекс работ, регламентированных нормативными документами СТГ 33243.20.366-16 “Нормы и объем испытаний электрооборудования Белорусской энергосистемы” [4], РД-34.45.501-88 “Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях” [5], заводскими инструкциями по эксплуатации генераторов.

4.1.4 Задачами технического освидетельствования являются оценка состояния, а также определение мер, необходимых для продления ресурса генератора.

4.1.5 При проведении технического освидетельствования в зависимости от состояния оборудования намечается срок проведения последующего освидетельствования.

1.1.1. Необходимость проведения и объём комплексного обследования (второй уровень контроля) определяются по результатам технического освидетельствования или на основании аномальных явлений, возникших при эксплуатации генератора (повышенные шум и вибрация, неудовлетворительное тепловое состояние, нарушение гидроплотности и т. п.).

4.1.6 Основными целями комплексного обследования технического состояния являются:

- оценка возможности и целесообразности дальнейшей эксплуатации генератора в целом и его основных узлов, определяющих надежность эксплуатации и ресурс агрегата;
- разработка рекомендаций по ремонтному обслуживанию и дальнейшей эксплуатации, включая введение специальных эксплуатационных мер (дополнительный контроль, режимные ограничения и т.п.);
- обоснование целесообразности и основных направлений модернизации генератора или его основных узлов для устранения выявленных за время эксплуатации, предыдущих ремонтов и при данном обследовании недостатков конструкции и эксплуатационных характеристик;
- решение, при необходимости, вопросов замены основных узлов (статора целиком или только его обмотки, ротора целиком или его обмотки, бандажных узлов и т.п.) или генератора в целом;
- обеспечения надежной эксплуатации до момента проведения очередного контроля или замены генератора.

4.1.7 Работы по комплексному обследованию технического состояния выполняются персоналом специализированных организаций. Объём комплексного обследования включает работы, выполняемые в соответствии с требованиями настоящего СТП.

4.1.8 Периодичность и объём проведения работ по комплексному обследованию генератора устанавливается главным инженером электростанции с учетом следующих факторов:

- срока эксплуатации генератора, как правило – более 20 лет;
- результатов технического освидетельствования;
- опыта эксплуатации и данных повреждаемости генератора в процессе работы;
- необходимость замены крупных узлов генератора (обмотка статора, статора в целом, ротор и т.п.) с целью оценки технической и экономической целесообразности.

4.2 Обеспечение безопасности при производстве работ

Для обеспечения безопасности при выполнении работ по обследованию технического состояния генератора следует руководствоваться следующими нормативными документами:

ТКП 427-2022 (33240) Электроустановки. Правила по обеспечению безопасности при эксплуатации [3].

СТП 33240.20.501-23 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. Третье издание [4].

ТКП 339-2022 (33240) Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний [1].

4.3 Перечень основных контролируемых узлов генератора

4.3.1 Комплексное обследование должно охватывать следующие конструктивные узлы генератора:

- обмотка статора;
- сердечник статора и стальные конструкции корпуса статора;
- стальные конструкции ротора;
- обмотка возбуждения ротора;
- щеточно-контактный аппарат.

4.4 Основные дефекты и параметры, определяющие техническое состояние узлов генератора

4.4.1 Сердечник статора и элементы его крепления:

- ослабление плотности прессовки и распушение зубцов крайних пакетов;
- замыкание листов активной стали и возникновение местных повышенных нагревов сердечника статора;
- повышенная вибрация сердечников, ухудшение состояния или разрушение элементов их крепления к корпусу;
- нарушение системы охлаждения сердечника статора.

4.4.2 Обмотка статора:

- механические повреждения изоляции обмотки статора, выводных шин;
- перегрев изоляции;
- увлажнение изоляции;
- загрязнение поверхности;
- ослабление крепления в пазовой и лобовых частях;
- течи и закупорки элементарных проводников стержней;
- обрывы элементарных проводников и нарушение паек;
- многочисленные неустраняемые замыкания трубка-медь и трубка-трубка (для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300);
- повышенная степень полимеризации целлюлозной фракции бумажно-масляной изоляции (для турбогенераторов ТВМ-60, ТВМ-300, ТВМ-500).

4.4.3 Металл бочки и вал ротора:

- количество и параметры аномальных режимов (потеря маслоснабжения подшипников, короткие замыкания в цепи генераторного напряжения и на блочном трансформаторе; несинхронные включения в сеть; асинхронные режимы с активной мощностью, превышающей допустимую, синхронизация с $\Theta > 90^\circ$, неуспешные АПВ, асинхронные пуски, несинхронные включения-отключения, асинхронные режимы с активной нагрузкой, превышающей допустимую, длительные несимметричные режимы с током обратной последовательности статора I_2 более допустимых значений, кратковременная работа в несимметричных режимах или несимметричные короткие замыкания с более допустимых значений) за весь срок службы ротора;
- подкал шеек вала вследствие потери маслоснабжения подшипников;
- подкал упорных гребней вала ротора вследствие нарушения работы водородных уплотнений;

- подкал участков поверхности бочки ротора в зоне стыков пазовых клиньев и посадочных поверхностей бочки ротора вследствие работы турбогенератора в недопустимых несимметричных, длительных асинхронных режимах, режимах с активной нагрузкой, превышающей допустимую и асинхронных пусках;
- подкал хвостовой части ротора вследствие двойных замыканий обмотки ротора в зоне токоподвода;
- снижение усталостной прочности металла ротора в зонах галтельных переходов, маслоуловительных канавок и т.д.;
- снижение усталостной прочности металла ротора в зонах подвода охлаждающего газа под корзину лобовых частей ("звездочка" ротора) вследствие наличия концентраторов напряжений и воздействия фреттинг-коррозии;
- наличие трещин и выборок металла (вследствие устранения подкалов, подгаров, оплавлений и трещин);
- значения размаха виброперемещений корпусов подшипников ротора генератора при прохождении критических частот вращения ротора 1 и 2 рода.

4.4.4 Обмотка ротора:

- замыкание на землю;
- витковое замыкание;
- ослабление крепления лобовых частей;
- ослабление пазовых клиньев;
- перегрев обмотки;
- загрязнение и увлажнение изоляции;
- укорочение витков;
- нарушение продуваемости вентиляционных каналов обмоток роторов с непосредственным охлаждением;
- нарушение паяк межкатушечных соединений;
- повреждение узлов токоподвода.

4.4.5 Бандажные узлы ротора:

- особенности конструкции бандажных узлов;
- материал, из которого изготовлены бандажные кольца и его механические свойства;
- ослабление посадочных натягов бандажных колец;
- коррозионные и коррозионно-усталостные повреждения бандажных и центрирующих колец;
- подгары и местная закалка посадочных поверхностей бандажных и центрирующих колец;
- наклеп и контактная коррозия посадочных поверхностей бандажных и центрирующих колец.

4.4.6 Щеточно-контактный аппарат:

- загрязнение контактных колец и траверс;
- перегрев контактных колец и щеток;
- ускоренный механический износ контактных колец и щеток;
- нарушение целостности серебряных покрытий поверхностей и контактных соединений токоподвода к траверсам, щеткам, обмотке возбуждения и контактным кольцам;

- снижение сопротивления изоляции контактных колец;
- электрохимическая эрозия контактных колец;
- неравномерное распределение тока по щеткам;
- повышенная вибрация контактных колец.

5 Анализ эксплуатационной и ремонтной документации

5.1 При анализе эксплуатационной документации следует определить:

- 5.1.1 Срок эксплуатации генератора.
- 5.1.2 Среднюю продолжительность работы генератора и выработку за предшествующий период.
- 5.1.3 Среднее количество пусков в год.
- 5.1.4 Режим работы в течении суток.
- 5.1.5 Средний коэффициент мощности, используется и как часто режим недовозбуждения.
- 5.1.6 Среднюю загрузку генератора по току.
- 5.1.7 По эксплуатационным показателям следует сделать вывод относительно отрицательных факторов, воздействующих на активные части генератора (температурный режим, частые пуски, режим недовозбуждения, несимметричная нагрузка и др.)

5.2 Необходимо отметить отклонения от нормального режима, имевшие место в эксплуатации:

- 5.2.1 Повышенную влажность (точка росы), низкая чистота водорода.
- 5.2.2 Низкая температура воды на входе в газоохладители.
- 5.2.3 Течи систем охлаждения газа и обмоток.
- 5.2.4 Случаи заброса масла в генератор.
- 5.2.5 Ограничение мощности по причине вибрации.
- 5.2.6 Низкое сопротивление изоляции цепей возбуждения.
- 5.2.7 Нарушение газоплотности и др.

5.3 По протоколам испытаний и измерений сделать анализ характеристик генератора, снятых при проведении предыдущих ремонтов.

5.4 Отметить имевшие место случаи повреждения изоляции в работе и при проведении профилактических испытаний

5.5 Оценить нагревы активных частей по результатам испытаний на нагрев.

5.6 Если производится отбор масла и водорода из корпуса генератора, сделать вывод о протекающих процессах в активных частях генератора.

5.7 При анализе ремонтной документации отметить:

- 5.7.1 Количество выполненных капремонтов, их периодичность.
- 5.7.2 Наиболее часто повреждаемые детали и узлы, требующие восстановления или замены.
- 5.7.3 Выполнение требований директивных материалов.

6 Методы, средства и критерии оценки технического состояния основных узлов генераторов

6.1 Общие положения

Оценка технического состояния основных узлов и генератора в целом должна производиться по совокупности фактических данных о параметрах этих узлов путем сопоставлению их с нормативными требованиями и базовыми данными о заведомо исправном состоянии таких узлов и генератора в целом, по динамике изменений показателей в процессе эксплуатации. Необходимо также учёт данных предшествующей работы обследуемого генератора (аварийных повреждений, дефектов, выявленных и устранённых при ремонтах, результатов предшествующих испытаний и т.п.).

6.2 Сердечник статора

6.2.1 Испытания стали статора.
Проводятся в соответствии с [4].

6.2.2 Электромагнитный контроль изоляции листов активной стали (ЭМК).

Метод основан на локации магнитного потока, при кольцевом намагничивании сердечника индукцией 0,02-0,05 Тл (приложение Г). Наличие замыканий листов активной стали определяется по изменению фазы магнитного поля, а при оценке опасности замыкания измеряется и амплитуда сигнала.

6.2.3 Оценка плотности прессовки пакетов сердечника статора.

Состояние плотности прессовки сердечника может быть охарактеризовано следующими параметрами:

- значение среднего давления прессования сердечника;
- распределение давления прессования по отдельным пакетам и зубцам в зубцовой зоне и на спинке;
- глубиной проникновения ножа-щупа в пакеты активной стали.

При проведении инструментально-визуального контроля (приложение Б) плотность прессовки оценивается по глубине проникновения щуп-ножа в пакет стали. Давление прессования считается пониженным у зубцов, в которые щуп-нож при надавливании с усилием 3-5 кгс входит на глубину более 5 мм.

При проведении ультразвукового контроля плотности прессовки состояние зубцов крайних пакетов активной стали оценивается по значению времени распространения ультразвуковых колебаний, приходящемуся на 1 мм длины пакета (приложение В).

6.2.4 Оценка состояния узлов крепления сердечника к корпусу и корпуса к фундаменту.

Оценка технического состояния узлов крепления сердечника к корпусу статора проводится на основании инструментально-визуального осмотра внутренней полости корпуса с контролем состояния тяжёлых призм, рёбер жёсткости, кронштейнов и других конструктивных элементов с целью выявления признаков неудовлетворительного вибрационного состояния сердечника, трещин, повреждений сварных швов и прочих дефектов (приложение Б).

При обнаружении дефектов, указывающих на неудовлетворительное вибрационное состояние сердечника статора и элементов его крепления, а также на турбогенераторах со встроенными подшипниками проводятся вибрационные испытания в соответствии с [7] и [4].

Оценка вибрационного состояния производится на основе измерения и анализа спектров вибрации в диапазоне 50-1000 Гц, снятых на опорах ротора, фундаменте и корпусе статора в нагрузочных режимах. Объём измерений выбирается с учетом особенностей конструкции и конкретного технического состояния статора. При необходимости, с целью оптимизации объема ремонтных работ и допустимых режимов работы, также выполняются измерения в режиме минимальной нагрузки и на выбеге турбоагрегата в режиме холостого хода с возбуждением.

6.2.5 Испытания сердечника на нагревание.

Испытания на нагревание по специальной программе проводятся при выявлении существенных нарушений в системе охлаждения сердечника статора в соответствии с [6].

6.3 Обмотка статора

6.3.1 Измерение сопротивления меди обмотки постоянному току.
Измерения проводятся в соответствии с [4].

Превышения относительно приведенных значений требуют дополнительного обследования для выяснения причин, например, измерение переходных сопротивлений в пайках головок лобовых частей.

6.3.2 Измерение сопротивления изоляции обмотки.
Измерения проводятся в соответствии с [4].

6.3.3 Испытание изоляции обмотки повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки.
Испытание проводится в соответствии с [4].

6.3.4 Испытание повышенным напряжением промышленной частоты.
Испытание проводится в соответствии с [4].

6.3.5 Измерение частичных разрядов в изоляции обмотки.
Измерение частичных разрядов производится на остановленном генераторе при подаче фазного напряжения промышленной частоты от постороннего источника, но не ниже 6 кВ. Напряжение поочередно подается на каждую фазу или ветвь, если ветви имеют отдельные выводы, при других заземленных фазах или ветвях. Измерения производятся по пазам статора с применением специальной методики и аппаратуры (приложение Е). Критерием исправного состояния изоляции является приведенный уровень частичных разрядов не более 150 мкВ/м.

Стержни с уровнем частичных разрядов выше критического (150 мкВ/м) должны быть заменены. Стержни с термореактивной изоляцией, в которых зафиксированы пазовые разряды, должны быть уплотнены в пазах боковыми прокладками из полупроводящего волнистого стеклотекстолита.

Рекомендуется на генераторах мощностью 150 МВт и выше устанавливать в нейтрали обмотки статора аппаратуру непрерывного или периодического контроля частичных разрядов (приложение Д).

6.3.6 Испытание обмотки статора на нагревание.

Нагрев обмотки статора определяется при проведении испытаний на нагревание в соответствии с указаниями, содержащихся в [6].

6.3.7 Контроль герметичности газоохладителей.

Испытательное гидравлическое давление должно быть равно двухкратному наибольшему возможному при работе давлению, но не менее 0,3 МПа для турбогенераторов с воздушным охлаждением; 0,6 МПа для турбогенераторов серии ТГВ; 0,8 МПа для турбогенераторов ТВВ единой серии и 0,5 МПа остальных турбогенераторов с водородным охлаждением.

Продолжительность испытаний — 30 мин.

Критерием исправности является отсутствие течи воды и снижения испытательного давления.

На турбогенераторах типа ТГВ-300 проводятся гидравлические испытания каждой трубки газоохладителя в отдельности давлением воды 2,5 МПа в течение 1 мин. Количество отглушенных дефектных трубок на один газоохладитель не должно превышать 5%.

6.3.8 Испытания на герметичность водяного тракта обмотки статора.

Плотность системы вместе с коллекторами и соединительными шлангами проверяется гидравлическими испытаниями при избыточном статическом давлении воды, равным 0,8 МПа на мятликах с фторопластовыми соединительными шлангами наружного диаметра 28 мм (внутренний диаметр — 21 мм) и 1 МПа при наружном диаметре шлангов 21 мм (внутренний диаметр — 15 мм), если в заводских инструкциях не указаны другие, более жесткие требования.

Продолжительность испытаний — 24 ч.

Критериями исправного состояния является отсутствие утечек воды и падение давления при неизменной температуре не более чем на 0,5%.

Перед проведением испытаний водяной системы охлаждения обмотки статора на герметичность целесообразно проводить опрессовку системы смесью сжатого воздуха с фреоном-12. Плотность системы проверяется с использованием галоидного течеискателя.

6.3.9 Контроль качества дистиллята.

Система водяного охлаждения обмоток генераторов должна обеспечивать качество циркулирующего дистиллята в пределах следующих норм:

- pH (при 25 °C) - $8,5 \pm 0,5$;
- удельное электрическое сопротивление (при 25 °C) - не менее 200 кОм*см;
- содержание кислорода - не более 400 мкг/кг;
- содержание меди - не более 100 мкг/кг.

Организация контроля водно-химического режима системы охлаждения обмоток статора генератора осуществляется в соответствии с циркуляром № Ц-10-85(э) [11].

6.4 Металл бочки и хвостовых частей ротора

6.4.1 Контроль технического состояния поверхности металла.

Контроль состояния поверхности металла на наличие трещин, коррозионных повреждений и т.п. проводится с использованием магнито-порошкового (ГОСТ-21105-87 [13]) или капиллярного (цветная дефектоскопия, ГОСТ-18442-80 [14]) методов.

Контролю подвергаются кольцевые маслоуловительные канавки, галтельные переходы, вентиляционные зубцы, упорные гребни водородных уплотнений вала, места установки упорных планок центрирующих колец роторов с двухпосадочной конструкцией бандажных узлов, поверхность бочки ротора вблизи носика бандажных колец и стыков пазовых клиньев.

Подкаленные участки выявляются металлографическим методом или на основании измерения твердости. Контролю подвергаются поверхности бочки ротора на посадочных поверхностях, в зонах стыков пазовых клиньев, на шейках вала.

Превышение твердости подкаленных участков не должно превышать 40 единиц по Бринеллю (Виккерсу) [15].

6.4.2 Контроль состояния ротора на основе измерения вибрации.

Вибрационные методы контроля основаны на измерении вибрации на корпусах подшипников в нагрузочных режимах в процессе выбега турбоагрегата.

Контроль проводится в соответствии с [4] с целью выявления следующих дефектов:

- витковые замыкания обмотки возбуждения,
- нарушения охлаждения ротора,
- неудовлетворительная балансировка ротора генератора,
- расцентровка опор подшипников турбоагрегата,
- дефекты подшипников ротора турбогенератора,
- развитие трещин в теле ротора,
- дефекты сопряжения роторов генератора и турбины (излом, коленчатость оси).

Вибрация контактных колец турбогенераторов должна измеряться не реже 1 раза в 3 месяца и быть не выше 300 мкм. При вибрации контактных колец свыше 300 мкм, сопровождающейся ухудшением работы щеточно-контактного аппарата, турбогенератор при первой возможности должен быть выведен в ремонт. Вибрация колец после ремонта не должна превышать 200 мкм.

6.5 Обмотка возбуждения ротора

6.5.1 Измерение сопротивления обмотки возбуждения постоянному току.

Измерение производится в соответствии с [4].

6.5.2 Измерение сопротивление обмотки возбуждения переменному току промышленной частоты.

Измерение производится в соответствии с [4].

Измерение производится с целью выявления витковых замыканий в обмотке ротора. Величина напряжения определяется из условия 3 В на виток, но не более 200 В. Для возможности сравнения результатов испытания при обследовании с данными предыдущих измерений необходима идентичность условий, при которых проводятся измерения: одинаковые подведённые напряжения, аналогичное состояние генератора - вставленный или вынутый ротор, разомкнутая или замкнутая накоротко обмотка статора при вставленном роторе. Отклонение полученных при обследовании результатов от данных предыдущих измерений или от среднего значения измеренных сопротивлений полюсов или пар полюсов не должно превышать 5%.

6.5.3 Испытания изоляции обмотки возбуждения повышенным напряжением промышленной частоты.

Измерение производится в соответствии с [4].

6.5.4 Измерения сопротивления изоляции обмотки ротора.

Измерение производится в соответствии с [4].

6.5.5 Испытание обмотки возбуждения на нагревание.

Испытание производится в соответствии с [6].

6.5.6 Контроль продуваемости вентиляционных каналов обмоток роторов с непосредственным охлаждением.

Контроль проводится по инструкции заводов-изготовителей.

6.6 Испытания турбогенератора в целом

6.6.1 Визуально-измерительный контроль турбогенератора.

Технический осмотр (в особенности с использованием эндоскопов) является эффективным средством выявления дефектов. Ряд дефектов на ранней стадии появления может быть выявлен только путем осмотра. Типовая программа проведения визуально-измерительного контроля турбогенератора приводится в приложении Б.

6.6.2 Проверка газоплотности ротора, статора, газомасляной системы и корпуса генератора в собранном виде проверяется согласно [16].

6.6.3 Вибрационные испытания генератора.

Оценка вибрационного состояния генератора включает в себя анализ данных штатного виброконтроля и проведение периодических и специальных вибрационных испытаний.

По результатам анализа данных штатного виброконтроля оценивается соответствие вибрации корпусов подшипников турбоагрегата нормам и динамика изменения вибрационного состояния.

Вибрационные испытания проводятся в соответствии с [4] и [7].

6.6.4 Испытания турбогенератора на нагревание.

Испытания на нагревание проводятся в соответствии с [6].

7 Программа проведения комплексного обследования генератора

7.1 Методы, применяемые при проведении комплексного обследования, должны выявлять все основные дефекты, развитие которых может привести к необратимому ухудшению технического состояния генератора, и дефекты, не выявляемые на этапе технического освидетельствования.

7.2 Программа проведения комплексного обследования генератора должна включать в себя в общем случае:

- Анализ ремонтной документации и опыта эксплуатации с учетом конструктивных и технологических особенностей, режимов работы, данных штатного эксплуатационного контроля, результатов предшествующих испытаний.
- Проведение испытаний турбогенератора на нагревание [6].
- Проведение вибрационных испытаний турбогенератора в соответствии с СТП “Методические указания по проведению вибрационных испытаний турбо- и гидрогенераторов” [7].
- Визуально-измерительный контроль турбогенератора с применением эндоскопов по методике, представленной в приложении Б.
- Контроль плотности прессовки и состояния зубцовых зон крайних пакетов активной стали ультразвуковым методом, представленным в приложении В.
- Контроль состояния изоляционных лаковых пленок и выявление замыканий листов активной стали электромагнитным методом по методике, представленной в приложении Г.
- Контроль импульсных напряжений в нейтрали обмотки статора работающего генератора по методике, представленной в приложении Д.
- Контроль частичных разрядов по пазам остановленного для ремонта генератора по методике, представленной в приложении Е.
- Контроль состояния металла ротора в соответствии с циркулярами Ц-04-97(э), ЭЦ-04-85(э), Ц-03-94(э) ([11], часть 1, п.п. 6.3, 6.15).
- Контроль состояния бандажных узлов ротора в соответствии с “Руководством по повышению надёжности эксплуатации бандажных узлов” [22].
- Контроль состояния щеточно-контактного аппарата в соответствии с [9]

7.2.1 Конкретная программа работ и перечень используемых методов оценки на втором уровне устанавливаются и утверждаются главным инженером электростанции с учетом типа, технического состояния, срока службы, условий и опыта эксплуатации обследуемого генератора. При необходимости к разработке программы привлекаются организации, специализирующиеся в области диагностики электротехнического оборудования.

8 Оценка технического состояния генератора

8.1 Оценка технического состояния генератора на основании анализа результатов контроля

8.1.1 Оценка технического состояния проводится на основе анализа результатов всех уровней контроля, выполняется для каждого конструктивного и функционального узла и турбогенератора в целом с учетом возможности и результатов устранения выявленных дефектов и проведения замены изношенных узлов.

8.1.2 Оценка технического состояния генератора в целом определяется по самой низкой оценке состояния его функциональных и конструктивных узлов. Основными элементами генератора, главным образом определяющими его дальнейшую работоспособность, являются:

- сердечник и обмотка статора;
- бочка, бандажные кольца и обмотка ротора.

Относительно легко заменяемыми элементами являются: обмотки статора и ротора, роторные бандажи.

8.1.3 Техническое состояние конструктивных и функциональных узлов турбогенератора оценивается как:

- **исправное**, если их параметры полностью соответствуют всем требованиям нормативно-технической и конструкторской (проектной) документации и при проведении оценки технического состояния дефектов не выявлено или выявлены на ранней стадии развития устранимые дефекты;
- **ограниченно работоспособное**, если для поддержания их в работоспособном состоянии требуется введение ряда ограничений (снижение эксплуатационных нагрузок, сокращение сроков между планово-предупредительными ремонтами и т.п.), и при проведении оценки технического состояния выявлены существенные или опасные трудно устранимые дефекты;
- **предельное**, если дальнейшая эксплуатация турбогенератора недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно, или нецелесообразно; при проведении оценки технического состояния выявлены опасные неустраняемые дефекты.

8.1.4 Оценка технического состояния турбогенератора в целом проводится по наиболее худшей из оценок технического состояния конструктивных и функциональных узлов.

8.2 Введение ограничений на допустимые режимы работы генератора

8.2.1 При ограниченно работоспособном техническом состоянии генератора (в том числе при невозможности быстрого и полного устранения обнаруженных дефектов) на основании решения главного инженера электростанции, может быть принято решение о продлении эксплуатации с некоторыми ограничениями допустимых режимов работы с целью исключения возможности быстрого истощения его остаточного ресурса и повышения надежности эксплуатации.

8.2.2 Ограничения на режимы работы на генераторах, имеющих дефекты зубцовых зон крайних пакетов и ослабление плотности прессовки активной стали, вводятся в соответствии с циркуляром Ц-06-96 [11].

8.2.3 На генераторах, имеющих неудовлетворительное вибрационное состояние статора, целесообразно исключить длительную работу с нагрузками менее 60% номинального значения мощности и проводить дополнительный контроль вибрационного состояния.

8.2.4 Введение ограничения по генерируемой мощности и току ротора снижает вибрацию, нагрев активных частей и скорость развития дефектов, и может быть рекомендовано в следующих случаях:

- многочисленные истирания изоляции лобовых частей;
- ослабление крепления обмотки в пазах;
- течи и закупорка полых проводников;
- нарушение паяных и болтовых соединений;
- при невозможности устранить перегревы обмотки ротора;
- при значительном укорочении витков;
- при наличии замыканий на землю или витковых замыканий на срок до устранения замыканий во время ближайшего капремонта с выводом ротора.

При выявлении течи и закупорок полых проводников рекомендуется также снизить температуру охлаждающего дистиллята, что позволит снизить скорость развития дефекта герметичности, вызвавшего течь. Кроме того, снижается вероятность перегрева изоляции при закупорке полых проводников.

8.2.5 Ограничения по мощности должны учитывать режимы энергосистемы, их предельные значения определяются заводской инструкцией.

8.3 Корректировка сроков проведения ремонтов генератора

8.3.1 В случае выявления дефектов, полное устранение которых в ходе текущего ремонта или в условиях электростанции невозможно, для повышения надежности эксплуатации допускается корректировка сроков проведения последующих ремонтов для контроля технического состояния и оценки динамики развития дефектов.

8.3.2 Рекомендации по корректировке сроков проведения планово-предупредительных ремонтов на турбогенераторах, имеющих дефекты зубцовых зон крайних пакетов и ослабление плотности прессовки активной стали, разрабатываются в соответствии с циркуляром Ц-06-96 [11] на основании результатов оценки технического состояния статора и с учетом объема проведенного обследования, качества проведенного ремонта по устранению дефектов и повышению устойчивости зубцовых зон активной стали.

8.4 Принятие решений по модернизации, замене узлов или генератора в целом

8.4.1 В случае выявления серьезных дефектов, препятствующих надежной работе, вопрос о возможности последующей эксплуатации или замены основных узлов или генератора в целом решается комиссией, сформированной главным инженером электростанции.

8.4.2 При перемотке обмоток статоров старых типов генераторов с компаундированной изоляцией необходимо предусматривать ее замену термореактивной. При этом для обеспечения последующей надежной работы генератора все элементы обмотки (стержни, головки, крепление лобовых частей и др.) должны быть заказаны заводам, обладающим необходимым оборудованием и соответствующей технологией.

8.4.3 При невозможности эффективного устранения выявленных серьезных дефектов (повреждений) сердечника статора и бочки ротора в условиях электростанции, они должны отправляться на заводы-изготовители машин для восстановления или замены. При этом для сердечников статора должна, как минимум, предусматриваться запечка крайних пакетов активной стали. Возможны также другие конструктивные мероприятия в торцевых зонах (нажимные плиты, пальцы, и др.) в местах связи с корпусом статора, обеспечивающих повышение стабильности прессовки стали, уменьшение вибраций и т.п.

8.4.4 При необходимости замены, как статора, так и ротора, т.е. по существу генератора в целом, должны рассматриваться вопросы технической и экономической целесообразности и возможности установки нового генератора.

8.5 Составление заключения по результатам контроля состояния генератора

Заключение по оценке технического состояния генератора должно содержать:

- анализ опыта эксплуатации объекта контроля: сведения о заменах основных узлов и причинах замен; сводку результатов предыдущих диагностических проверок; сведения об имевших место дефектах конструктивных узлов и методах их устранения;
- программу проведения работ по обследованию технического состояния генератора;
- оценку технического состояния основных узлов с перечнем дефектов, выявленных при проведении обследования;
- рекомендации и указания по устранению выявленных дефектов и, при необходимости, введению ограничений на допустимые режимы работы, корректировке сроков проведения ремонтов;
- оценку технического состояния генератора в целом;
- обоснование продления срока службы и, при необходимости, модернизации или замены основных узлов, проведения ремонта в заводских условиях, или сроков вывода из эксплуатации и замены генератора в целом.

9 Оформление результатов обследования технического состояния генератора

9.1 По результатам проведенного обследования должен быть составлен технический отчет. Отчет должен быть подписан исполнителями и утвержден техническим руководителем предприятия.

9.2 Отчет должен содержать следующую информацию:

- 9.2.1 Результаты анализа эксплуатационной и ремонтной документации.
- 9.2.2 Программу работ по обследованию технического состояния генератора.
- 9.2.3 Дефекты, выявленные при обследовании технического состояния генератора.
- 9.2.4 Результаты испытаний и измерений.
- 9.2.5 Заключение по результатам контроля состояния генератора.

9.3 В состав отчета рекомендуется включать фотоматериалы, отображающие состояние узлов генератора и обнаруженные дефекты.

9.4 К отчету должны быть приложены копии утвержденных документов: программы работ по обследованию технического состояния, заключения по результатам контроля состояния генератора, запросов и ответов предприятия-изготовителя и др.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Регламент проведения работ по обследованию технического состояния генератора

Вид испытания	Регламент	Ссылка на руководящий документ, приложение
Проведение испытаний турбогенератора на нагревание	• не позднее чем через 6 месяцев после ввода в эксплуатацию • во время эксплуатации контрольные испытания проводятся один раз в 10 лет • после 25 лет – с периодичностью капитальных ремонтов. • после полной замены обмотки ротора или статора, или реконструкции системы охлаждения. • генераторы мощностью до 6 МВт разрешается не испытывать	Ссылка на руководящий документ, приложение СТП 09110.45.300-06 Методические указания по проведению испытаний генераторов на нагревание
Проведение вибрационных испытаний турбогенератора	на генераторах мощностью: • 50-150 МВт 1 раз в 3 года; • 160МВт и более 1 раз в год; • 50МВт и более, перенесших внутреннее или на зажимах трансформатора К.З. и т.п., не реже 1 раза в 2 месяца	СТП 34.45.301 (РД 34.45.301) Методические указания по проведению вибрационных испытаний турбо- и гидрогенераторов: МУ 34-70-103-85
Визуально-измерительный контроль турбогенератора с применением эндоскопов	Каждый капитальный ремонт	Приложение Б
Контроль плотности прессовки и состояния зубцовых зон крайних пакетов активной стали ультразвуковым методом	На генераторах мощностью: • 50-150 МВт - после 20 лет эксплуатации; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 15 лет; • 160 МВт и более	Приложение В

	- после 20 лет эксплуатации; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 10 лет; • 50 МВт и более, имевшие разрушения зубцов активной стали, в ближайший ремонт с выводом ротора	
Контроль состояния изоляционных лаковых пленок и выявление замыканий листов активной стали электромагнитным методом	На генераторах мощностью: • 50-150 МВт - после 20 лет эксплуатации; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 15 лет; • 160 МВт и более - после 20 лет эксплуатации; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 10 лет; • 50 МВт и более в ближайший капитальный ремонт, если имеются свидетельства о неудовлетворительном состоянии изоляции листов активной стали; при проведении замены обмотки статора; при проведении ремонтов активной стали с установкой протезов	Приложение Г
Контроль импульсных напряжений в нейтрали обмотки статора работающего генератора	На генераторах 300 МВт и выше	Приложение Д
Контроль частичных разрядов по пазам остановленного для ремонта генератора	На генераторах с термопластичной изоляцией обмотки статора через 20 лет эксплуатации. Далее в зависимости от результатов контроля	Приложение Е
Контроль состояния металла ротора в соответствии с циркулярами Ц-04-97(э), ЭЦ-04-85(э), Ц-03-94(э)	После 20 лет эксплуатации. В ближайший капремонт при работе генератора в аномальных режимах	Сборник распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем, Электрическая часть, Часть 1, М: СПО ОРГРЭС, 2002г. [11], часть 1, п.п. 6.3, 6.15

Приложение Б (рекомендуемое)

Визуально-инструментальный контроль генератора с применением эндоскопов Б.1 Общие положения

Настоящая методика предназначена для поузлового визуального и эндоскопического осмотров статоров и роторов генераторов при их обследовании.

Целью осмотра является выявление дефектов основных узлов генератора, определение степени их опасности, разработка рекомендаций по ремонтному обслуживанию и дальнейшей эксплуатации.

При проведении осмотров используются эндоскопы, лупы, различного рода щупы и измерители (линейки, штангенциркули, и т.п.), а также средства документирования выявленных дефектов (аппаратура для макро- и микрофотосъемки). При проведении осмотров необходимо применять достаточно сильный источник направленного света.

Осмотр проводится во время ремонтов без вывода и с выводом ротора в соответствии с действующими циркулярами: Ц-01-90(э), Ц-01-91(э), Ц-06-96, Ц-03-94(э), Ц-03-97(э) [11], информационными письмами: ИП-13-97(э) ИП-03-99(э) [12], "Руководство по повышению надёжности эксплуатации бандажных узлов" [20].

Перед проведением осмотра необходимо провести сбор и анализ данных об опыте эксплуатации генератора, уточнить на этой основе элементы генератора, требующие особого внимания.

Б.2 Осмотр без вывода ротора при снятых торцевых щитах статора

Основные зоны контроля.

Б.2.1 Торцевые зоны сердечника статора.

- а) Гайки стяжных призм: состояние контровки и плотности затяжки.
- б) Крайние пакеты сердечника:
 - вибрация листов под нажимными пальцами, обрыв листов активной стали вдоль нажимных пальцев;
 - вибрация и выкрашивание листов активной стали, пробои листов о вентиляционные распорки;
 - наличие посторонних предметов вентиляционных каналах сердечника (при непосредственном водородном или воздушном охлаждении);
 - наличие зашлифовок и забоин на поверхности расточки с признаками повышенного теплового нагрева в работе (цвета побежалости, обугливание пазовых клиньев, оплавление металла).

При осмотре крайних пакетов сердечника особое внимание необходимо уделять местам, где ранее проводились ремонтные мероприятия по восстановлению плотности прессовки с установкой стальных немагнитных клиньев или протезов.

Характерные признаки дефектов: наличие продуктов контактной коррозии в виде сгустков магнитной грязи черного цвета или пыли красно-бурого цвета на поверхности расточки.

Б.2.2 Спинка сердечника статора.

- а) Стяжные призмы: плотность прилегания к активной стали.
- б) Система подвески сердечника корпусу статора: ослабление и разрушение элементов крепления активной стали к призмам и призм к полкам статора, трещины и повреждение сварных швов, появление зазоров в креплении пружин к раме и к корпусу (для турбогенераторов серии ТГВ).

Признаком неудовлетворительного вибрационного состояния элементов конструкции статора является наличие продуктов контактной коррозии (порошок красно-бурого цвета) на спинке и в расточке статора.

- в) Поверхность активной стали: состояние изоляционного лака, наличие коррозии листов.
- г) Вентиляционные каналы (для машин с радиальными каналами): проходимость вентиляционных каналов.
- д) Днище корпуса генератора:
 - обломившиеся фрагменты листов активной стали (для машин с радиальными вентиляционными

каналами);

- повышенное попадание масла во внутреннюю полость генератора.

Б.2.3 Корзины лобовых частей обмотки.

а) Система закрепления корзин лобовых частей:

- провисание корзин (зазоры между кронштейнами и бандажными кольцами);
- ослабление болтовых креплений кронштейнов;
- ослабление или обрывы шнуровых бандажных вязок;
- ослабление или выпадение дистанционных прокладок;
- вибрация бандажных колец относительно кронштейнов;
- разрушение замазки между коробками головок или стержнями;
- плотность прилегания и закрепление газоразделительных сегментов (для генераторов с тангенциально-радиальной системой охлаждения).

б) Изоляция лобовых частей стержней обмотки статора:

- зазоры между соседними лобовыми частями стержней;
- потертости корпусной изоляции дистанционными и межслоевыми прокладками;
- потертости о бандажные кольца;
- распухание изоляции и степень ее пропитки маслом (для микалентной- компаундированной изоляции);
- признаки перегрева изоляции (изменение цвета, наличие “сосулк” битумного компаунда);
- наличие посторонних предметов.

в) Головки лобовых частей стержней обмотки статора.

- следы перегрева в работе;
- разрывы шнуровых вязок на коробках;
- раскрытие коробок;
- входные и выходные отверстия стержней для машин с непосредственным водородным или масляным охлаждением обмотки статора.

г) Фторопластовые шланги и закрепление коллекторов системы водяного охлаждения (для генераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки):

- механические повреждения (надрезы, смятие, истирание);
- зазоры между шлангами;
- степень потемнения шлангов.

Б.2.4 кольцевые соединительные шины.

- ослабление дистанционных прокладок, колодок и болтовых соединений;
- ослабление и обрыв шнуровых вязок;
- истирание изоляции и колодок в кронштейнах;
- наличие признаков повышенного нагрева;
- нарушение слоя маслостойкой эмали, покрывающей изоляцию шин.

Б.2.5 Металл ротора.

- следы коррозии, забоины и повреждения на поверхности;
- галтельные переходы: места перехода к меньшему диаметру; вентиляционные зубцы;
- кольцевые канавки;
- места установки упорных планок центрирующих колец роторов с двухпосадочной конструкцией

бандажных узлов.

Б.2.6 Лобовые части обмотки ротора (при однопосадочной конструкции бандажного узла).

- состояние концов гильз;
- признаки перегрева клиновых распорок на выходе из пазов;
- загрязнение изоляционных деталей;
- степень запыленности лобовых частей;
- целостность витковой изоляции;
- степень укорочения витков;
- наличие посторонних предметов;
- признаки перегрева подбандажной изоляции, между лобовыми частями катушек.

Б.3 Осмотр при выведенном роторе

Основные зоны контроля.

Б.3.1 Торцевые зоны сердечника статора.

а) Гайки стяжных призм: состояние контровки и плотности затяжки.

б) Крайние пакеты сердечника:

- плотность прилегания нажимных пальцев, вибрация листов активной стали на уровне дна паза, наличие трещин и обрывов листов;
- ослабление плотности прессовки, вибрация и выкрашивание листов активной стали, пробои листов о вентиляционные распорки;
- наличие посторонних предметов в вентиляционных каналах сердечника (при непосредственном водородном или воздушном охлаждении);
- наличие зашлифовок и забоин на поверхности расточки с признаками повышенного теплового нагрева в работе (цвета побежалости, обугливание пазовых клиньев, оплавление металла);

При осмотре крайних пакетов сердечника особое внимание необходимо уделять местам, где ранее проводились ремонтные мероприятия по восстановлению плотности прессовки с установкой стальных немагнитных клиньев или протезов.

Характерные признаки дефектов: наличие продуктов контактной коррозии в виде сгустков магнитной грязи черного цвета или пыли красно-бурого цвета на поверхности расточки.

Признаками ослабления плотности прессовки и начальной стадии разрушения запечки крайних пакетов являются растрескивание и отслоение покровной эмали на поверхности зубцов, а также проникновение ножа-щупа при надавливании усилием 3-5 кг на глубину 5-15 мм ниже уровня вентиляционных распорок или торца нажимного пальца (для крайних ступенек крайних пакетов).

Б.3.2 Поверхность расточки статора.

- ослабление пазовых клиньев;
- повреждение поверхности зубцов активной стали;
- наличие продуктов контактной коррозии активной стали;
- посторонние предметы в вентиляционных каналах сердечников;
- брызги алюминия на поверхности, обусловленные подплавлением пазовых клиньев ротора.

Б.3.3 Спинка сердечника статора.

а) Стяжные призмы: плотность прилегания к активной стали.

б) Система подвески сердечника корпусу статора: ослабление и разрушение элементов крепления активной стали к призмам и призм к полкам статора, трещины и повреждение сварных швов, появление зазоров в креплении пружин к раме и к корпусу (для турбогенераторов серии ТГВ).

Признаком неудовлетворительного вибрационного состояния элементов конструкции статора

является наличие продуктов контактной коррозии (порошок красно-бурого цвета) на спинке и в расточке статора.

в) Поверхность активной стали: состояние изоляционного лака, наличие коррозии листов.

г) Вентиляционные каналы (для машин с радиальными каналами): проходимость вентиляционных каналов.

д) Днище корпуса генератора:

- наличие обломившихся частей листов активной стали (для машин с радиальными вентиляционными каналами);

- повышенное попадание масла во внутреннюю полость генератора.

Б.3.4 Пазовая часть обмотки статора.

а) Плотность установки пазовых клиньев.

б) Для генераторов с радиальными вентиляционными каналами:

- потертости корпусной изоляции;
- состояние уплотнения стержней в пазу (наличие прокладок на дне паза, межслоевых, гофрированного стеклотекстолита и т.п.);

- состояние асболовсановой ленты;

- перегрев изоляции (потеки битума, изменение цвета).

Б.3.5 Корзины лобовых частей обмотки.

а) Система закрепления корзин лобовых частей:

- провисание корзин (зазоры между кронштейнами и бандажными кольцами);
- ослабление болтовых креплений кронштейнов;
- ослабление или обрывы шнуровых бандажных вязок;
- ослабление или выпадение дистанционных прокладок;
- вибрация бандажных колец относительно кронштейнов;
- разрушение замазки между коробками головок и стержнями обмотки;
- плотность прилегания и закрепление газоразделительных сегментов (для генераторов с тангенциально-радиальной системой охлаждения).

б) Изоляция лобовых частей стержней обмотки статора:

- зазоры между соседними лобовыми частями;
- потертости корпусной изоляции дистанционными и межслоевыми прокладками;
- потертости о бандажные кольца;
- распухание изоляции и степень ее пропитки маслом (для микалентной- компаундированной изоляции).
- признаки перегрева изоляции (изменение цвета, наличие “сосулков” битумного компаунда).

в) Головки лобовых частей стержней обмотки статора.

- следы перегрева в работе;
- разрывы шнуровых вязок на коробках;
- раскрытие коробок
- для машин с непосредственным водородным и масляным охлаждением обмотки статора входные и выходные отверстия стержней.

г) Фторопластовые шланги и закрепление коллекторов системы водяного охлаждения (для

генераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки):

- механические повреждения (надрезы, смятие, истирание);
- зазоры между шлангами;
- степень потемнения шлангов.

Б.3.5 Кольцевые соединительные шины.

- ослабление дистанционных прокладок, колодок и болтовых соединений;
- ослабление и обрыв шнуровых вязок;
- истирание изоляции и колодок в кронштейнах;
- наличие признаков повышенного нагрева;
- нарушение слоя маслостойкой эмали, покрывающей изоляцию шин.

Б.3.6 Металл ротора.

- следы коррозии, забоины и повреждения на поверхности;
- галтельные переходы: места перехода к меньшему диаметру;
- вентиляционные зубцы;
- дно кольцевых канавок;
- места установки упорных планок центрирующих колец роторов с двухпосадочной конструкцией бандажных узлов;
- большой зуб ротора в местах стука пазовых клиньев ротора (подкал металла, изменение цвета, цвета побежалости);
- посадочные места бандажных колец и втулок вентиляторов (коррозия, подкалы металла).

Б.3.7 Пазовая часть обмотки ротора.

- внешнее состояние пазовых клиньев;
- подвижность пазовых клиньев;
- наличие местных подплавлений клиньев;
- цвета “побежалости” меди (в роторах с форсированным охлаждением);
- наличие признаков перегрева и загрязнения подклиновых прокладок (в роторах с форсированным охлаждением);
- омеднение скосов подклиновых прокладок (в роторах с форсированным охлаждением);
- смещение прокладок витковой изоляции (в роторах с форсированным охлаждением);
- закупорка вентиляционных каналов (в роторах с форсированным охлаждением).

Б.3.8 Лобовые части обмотки ротора.

- а) Осмотр без снятия бандажных колец (при однопосадочной конструкции бандажного узла).
- состояние изоляционных гильз;
 - признаки перегрева клиновых распорок на выходе из пазов;
 - загрязнение изоляционных деталей;
 - степень запыленности лобовых частей;
 - целостность витковой изоляции;
 - степень укорочения витков;
 - наличие посторонних предметов;

- признаки перегрева подбандажной изоляции, между лобовыми частями катушек.

б) Осмотр при снятых бандажных кольцах.

- состояние изоляционных гильз;
- перегрев изоляционных колодок, гильз и подбандажной изоляции;
- перегрев лака и витковой изоляции;
- степень запыленности лобовых частей и загрязнение изоляционных деталей;
- целостность и механический износ витковой изоляции;
- степень укорочения витков;
- наличие посторонних предметов;
- трещины в меди витков и перемычек;
- состояние отверстий вентиляционных каналов;
- состояние паек;
- состояние демпферной системы: изломы, подгары и т.п.

Б.3.9 Контактные кольца и токоподвод к лобовым частям обмотки.

- состояние изоляции контактных колец;
- равномерность износа и механические дефекты поверхности контактных колец;
- трещины, надрывы, надрезы, царапины на верхней пластине гибкого токоподвода;
- механические повреждения и дефекты резьбовых соединений токоподвода.

Б.4 Заключение по результатам осмотра

По результатам проведенного осмотра составляется протокол с указанием местоположения и оценкой степени опасности выявленных дефектов.

В случае выявления существенных дефектов при осмотре статора необходимо принять меры по их устранению или произвести вывод ротора для проведения более полного обследования.

Приложение В (рекомендуемое)

Контроль плотности прессовки и состояния зубцовых зон крайних пакетов активной стали ультразвуковым методом

Состояние прессовки активной стали является одним из основных показателей технического состояния статора генератора. Наиболее опасным проявлением снижения плотности прессовки активной стали является разрушение зубцовых зон крайних пакетов. Процессы разрушения зубцов крайних пакетов особенно интенсивно протекают в генераторах с незапеченными крайними пакетами, работающими в маневренных режимах по мощности и напряжению, в том числе в режимах недовозбуждения.

Несвоевременное выявление и устранение ослабления плотности прессовки в зубцовых зонах крайних пакетов приводит:

- к облому зубцов, повреждению корпусной изоляции обмотки, сопровождающемуся в ряде случаев тяжелыми авариями с последующей частичной или полной заменой обмотки статора;
- к сложному, малоэффективному восстановительному ремонту активной стали;
- к обширному разрушению активной стали и в конечном итоге к замене статора.

Контроль и оценку состояния плотности прессовки необходимо производить:

- с целью повышения надежности эксплуатации и продления срока службы генераторов на основе выявления и устранения дефектов на ранней стадии развития;
- при оценке технического состояния статора с целью принятия обоснованного решения о целесообразности замены обмотки статора, продления срока службы и замены статора генератора;
- при оценке технического состояния статора с целью определения допустимых режимов работы генераторов и соответствующих им сроков проведения ПНР;
- с целью контроля качества выполненных ремонтов зубцовых зон крайних пакетов активной стали.

В основу метода ультразвукового контроля состояния плотности прессовки активной стали положена экспериментально установленная зависимость скорости распространения ультразвуковых колебаний поперек шихтованных пакетов от давления прессования. Для измерения времени хода ультразвука поперек листов активной стали должен применяться ультразвуковой прибор, предназначенный для измерения времени распространения продольных ультразвуковых колебаний на частотах 30-80 кГц теневым методом, в том числе и в проводящих электрический ток материалах, датчики которого имеют конические инденторы (конуса) длиной 30-60 мм, конструкция которых позволяет обходиться при измерениях без контактной смазки. Измерения времени хода ультразвука производят путем прижатия конусов преобразователей к пакету активной стали с двух сторон усилием 3-5 кГс.

Оценка состояния зубцов крайних пакетов активной стали осуществляется на основании критериев, приведенных в сборнике распорядительных материалов Часть 1, п. 6.14 (Ц-01-91(э), Ц-06-96) [11].

Для оценки состояния зубцовых зон генераторов, имеющих незапеченные крайние пакеты активной стали используются средние значения давления прессования в зубцах трех незапеченных крайних пакетов и времени задержки на нажимных пальцах.

Для оценки состояния зубцовых зон генераторов, имеющих запеченные крайние пакеты активной стали, используются средние значения времени распространения ультразвуковых колебаний на единицу толщины пакета в запеченных пакетах, давления прессования в крайнем незапеченном пакете и времени задержки на нажимных пальцах.

Приложение Г (рекомендуемое)

Методика проведения электромагнитного контроля изоляции листов активной стали статора генератора

Настоящая методика регламентирует объем и порядок проведения испытаний по контролю состояния изоляции листов активной стали статора электрической машины электромагнитным методом с кольцевым намагничиванием при пониженной индукции 0,02-0,05 Тл.

Замыкание листов активной стали является одним из наиболее распространенных повреждений сердечника статора генераторов. В практике эксплуатации довольно часто встречаются случаи ее повреждения, что приводит к возникновению очагов повышенного тепловыделения в месте дефекта, а в тяжелых случаях и к повреждению изоляции обмотки или сплавлению листов активной стали ("пожару железа"). Анализ повреждений показывает, что "пожар железа" развивается очень интенсивно, быстро охватывая значительную часть сердечника статора, несмотря на наличие периодически проложенных изоляционных прокладок и радиальных вентиляционных каналов. Поэтому своевременное выявление мест с поврежденной межлистовой изоляцией является важным мероприятием, позволяющим повысить надежность эксплуатации и продлить срок службы генераторов.

Анализ опыта эксплуатации генераторов показывает, что основными причинами появления замыканий листов активной стали являются:

- нарушение технологии изготовления (заусенцы на кромке листов, перепрессовка, неравная толщина вентиляционных распорок);
- забоины и зашлифовки, возникшие при ремонте (например, перекалиновке пазов статора), или в эксплуатации из-за попадания посторонних ферромагнитных предметов;
- разрушение межлистовой изоляции при вибрации листов (при ослаблении прессовки крайних пакетов активной стали);
- тепловое старение лакового слоя листов;
- оплавление активной стали при коротких замыканиях обмотки статора.

Проводимые в соответствии с [4] испытания стали статора кольцевым намагничиванием с индукцией 1,0 или 1,4 Тл имеют целый ряд существенных недостатков.

- низкую чувствительность к замыканиям на дне паза, в середине зубца и спинке сердечника;
- выявление дефектов при использовании пирометров или ощупывании поверхности расточки вручную во многом определяется опытом и тщательностью проведения работ исполнителями;
- метод имеет высокую трудоемкость, требует мощного трансформатора и обмотки намагничивания с большим сечением кабеля.

В настоящее время в отечественной и зарубежной практике эксплуатации все более широкое распространение получают новые методы контроля, использующие намагничивание сердечника при пониженной индукции 0,02-0,05 Тл (в зарубежных странах метод получил сокращенное наименование *ELCID*). Выявление и оценка степени опасности дефектов сердечника производится по искажению магнитного поля в области замыкания листов.

Для создания потока в активной стали используется намагничивающая обмотка, обеспечивающая кольцевое намагничивание с индукцией в ядре сердечника 0,02-0,05 Тл. Для контроля параметров намагничивания и получения опорного значения фазы основного магнитного потока, как и при обычных испытаниях стали статора, используется контрольная обмотка.

Локация искажений магнитного поля производится с помощью разработанного в ВНИИЭ "Детектора замыкания листов", представляющий собой специализированный фазометр, который позволяет измерять сдвиг фаз между сигналом с датчика и ЭДС, наводимой в контрольной обмотке, охватывающей весь сердечник, а также определять амплитуду падения магнитного потенциала. В качестве датчика прибора используется магнитный потенциометр ("пояс Роговского"), представляющий собой катушку с постоянным шагом намотки на немагнитном сердечнике постоянного поперечного сечения, выполненном в форме полукольца. Геометрические размеры потенциометра определяются в зависимости от конструкции зубцовой зоны сердечника статора генератора.

Состояние изоляции листов активной стали статора и степень опасности выявленных местных замыканий оценивается по мощности дополнительного тепловыделения в зоне дефектов на основе критериев, представленных в таблице Г. 1.

Таблица Г. 1 Критерии оценки состояния сердечников статоров генераторов по результатам ЭМК

Мощность доп. потерь в дефекте активной стали при рабочей индукции в ярме сердечника, (Вт)	Оценка состояния
Менее 20	хорошее
20-40	опасность повышения температуры в зоне дефекта выше норм, установленных для испытаний стали статора с индукцией 1,0-1,4 Тл
40-70	опасность повышения температур в зоне дефекта выше <u>норм эксплуатации генератора</u>
70-120	опасность повреждения изоляции обмотки статора
Более 120	опасность развития «пожара» железа статора

Основные достоинства ЭМК:

- возможность выявления скрытых дефектов (например, на дне и боковой поверхности паза);
- регистрация измеренных данных позволяет оценивать динамику развития дефектов и степень деградации межлистовой изоляции;
- безопасность и удобство проведения (низкая мощность намагничивания, относительно небольшое сечение обмотки возбуждения, а также привлечение минимального персонала);
- отсутствует риск развития повреждения при проведении испытаний (например, в случае попадания постороннего предмета при замене стержней обмотки статора).

Разработанная методика ЭМК рекомендуется для проведения периодических испытаний стали статоров генераторов в соответствии со сроками, установленными [4]. После проведения ЭМК и удовлетворительном состоянии активной стали проведение испытаний методом кольцевого намагничивания с индукцией 1,0-1,4 Тл не требуется.

Приложение Д (рекомендуемое)

Контроль импульсных напряжений в нейтрали обмотки статора работающего генератора

Частичные разряды (ЧР), искрения и микродуги появляются в обмотке статора генератора в следующих случаях:

- некачественное изготовление изоляции (неплотная намотка ленты, недостаточная пропитка и запечка, нарушение геометрических размеров и формы стержней обмотки);
- износ изоляции в процессе длительной эксплуатации (термическая и химическая деструкция органики, последствия термомеханических циклов и вибрации, попадание масла, влаги и загрязнение);
- возникновение местных дефектов изоляции (глубокие истирания лобовых частей посторонними предметами, повреждение полупроводящего покрытия);
- нарушение паяных и болтовых контактных соединений токоведущих частей;
- трещины, загрязнение и увлажнение проходных и опорных изоляторов генераторного напряжения.

Устройство по контролю уровня ЧР состоит из датчика, измерительного прибора, кабелей присоединения датчика к прибору, проводов передачи сигнала на щит управления. От места возникновения разряда по обмотке статора распространяются импульсы напряжения, которые принимаются датчиком и обрабатываются измерительным прибором.

Чувствительность прибора и уровень, на котором подавляется помеха, регулируются в зависимости от конкретных условий работы генератора. Показания прибора отображаются на цифровом индикаторе. На передней панели прибора имеется сигнальная лампа или светодиод, которые загораются при величине сигнала выше критического значения.

Аппаратура устанавливается во время монтажа или ремонта генератора, в процессе установки производится ее градуировка. После пуска генератора отслеживается уровень помехи, производится настройка схемы ее подавления и выбор оптимальной чувствительности измерительного прибора. Аппаратура в настоящем исполнении самостоятельно не определяет характер и местонахождение дефекта, однако ее показания могут быть связаны с показаниями других каналов контроля состояния генератора. Для определения места дефекта и его характера служит методика измерений разрядов на остановленных генераторах, описание которой дается в приложении Е.

Приложение Е (рекомендуемое)

Контроль частичных разрядов по пазам остановленного для ремонта генератора

Измерение уровня ЧР по пазам статора генератора проводится во время ремонта генератора с выводом ротора. На обмотку статора пофазно подается от постороннего источника напряжение 50 Гц, величиной не более U_{ϕ} . Для измерений используются 2 датчика, которые устанавливаются по концам каждого проверяемого паза и вследствие дифференциальной схемы включения их приемных катушек реагируют только на ток ЧР в изоляции стержней данного паза. Датчики подключаются к коммутационному блоку, который содержит схему согласования и подавления случайной помехи, и подключается к специальному узкополосному микровольтметру.

Метод позволяет определить природу ЧР (т.е. разрядный промежуток, который они пробивают: “изоляция-изоляция”, “изоляция-металл”, “полупроводящее покрытие-металл”, “металл-металл”), а также определить местонахождение ЧР [17]. Для этого один из датчиков передвигается вдоль паза - в момент прохождения его над местом ЧР показания аппаратуры скачком снижаются до нуля.

Для ЧР в полостях корпусной изоляции (промежуток “изоляция-изоляция” или “изоляция-медь”) критерием опасного состояния является величина показаний измерительного прибора $E > 300$ мкВ/м. ЧР в промежутке “полупроводящее покрытие-металл” означают отслоение под корпусной изоляцией регулирующей поле подложки от меди или ослабление крепления стержня в пазу. Возникновение интенсивных ЧР может быть вызвано, например, трещиной в проходных изоляторах, глубокими истираниями изоляции лобовых частей, сильным поверхностным загрязнением или увлажнением изоляции лобовых частей, опорных и проходных изоляторов генераторного напряжения.

Приложение 3 (рекомендуемое)

Рекомендации по составлению и утверждению заключения по результатам обследования технического состояния генератора

3.1 Заключение должно содержать:

Основные данные генератора:

- тип, номинальные параметры, заводской номер, дату изготовления и ввода в эксплуатацию, имевшие место замены основных узлов и причины их вызвавшие;
- характеристику режимов работы, эксплуатационных и аварийных, за весь срок службы генератора;
- анализ результатов вибрационного и теплового контроля генератора за последние годы;
- дефекты конструктивных функциональных узлов турбогенератора, выявлявшиеся за время эксплуатации, причины их вызвавшие и методы устранения.
- Программу проведения работ по комплексному обследованию технического состояния генератора.
- Основные дефекты, выявленные при проведении обследования, рекомендации по их устранению с оценкой полноты и качества устранения.
- Оценку технического состояния и возможности дальнейшей эксплуатации основных узлов и генератора в целом.
- Рекомендации по совершенствованию дальнейшей эксплуатации и ремонтного обслуживания или обоснование целесообразности и основных направлений модернизации или решения о замене основных узлов или генератора в целом.

3.2 Заключение по результатам комплексного обследования технического состояния генератора должно быть подписано представителями организации-исполнителя и утверждается главным инженером электростанции.

Библиография

- [1] ТКП 339-2022 (33240) Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний
- [2] СТП 33240.20.501-23 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. Третье издание
- [3] ТКП 427-2022 (33240) Электроустановки. Правила по обеспечению безопасности при эксплуатации
- [4] СТП 33243.20.366-16 Нормы и объем испытаний электрооборудования Белорусской энергосистемы
- [5] СТП 09110.45.501-06 Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях
- [6] СТП 09110.45.300-06 Методические указания по проведению испытаний генераторов на нагревание
- [7] СТП 34.45.301 (РД 34.45.301) Методические указания по проведению вибрационных испытаний турбо- и гидрогенераторов: МУ 34-70-103-85
- [8] СТП 34.45.608-91 (РД 34.45.608-91) Типовое положение по определению необходимости полных перемоток статоров турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов.
- [9] СТП 34.45.510 (РД 34.45.510) Типовая инструкция по эксплуатации узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 165 МВт и выше: ТИ 34-70-024-84
- [10] ГОСТ 533-2000 Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия.
- [11] Сборник распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем, Электрическая часть, Часть 1, М: СПО ОРГРЭС, 2002г.
- [12] Сборник информационных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть, Приложение к "Сборнику распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем", М: СПО ОРГРЭС, 2002г.
- [13] ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитно-порошковый метод.
- [14] ГОСТ 18442-80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.
- [15] ГОСТ 22761-77 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия.
- [16] ТИ 34-70-065-87 "Типовая инструкция по эксплуатации газовой системы водородного охлаждения генераторов"
- [17] ТП-34-70-032-92 Качественная оценка состояния обмотки и оценка уровня частичных разрядов (для обмоток с МКИ). Типовое положение, СТЭ, 1992 г.
- [18] РД 16.533-89 "Турбогенераторы. Вибрация. Допустимые значения"
- [19] ГОСТ 25364-97 Агрегаты паровые, стационарные. Нормы вибрации подшипниковых опор.
- [20] ГОСТ 27870-88. Вибрация. Оценка качества балансировки гибких роторов
- [21] ГОСТ-ИСО 11342: 1998 "Вибрация. Методы и критерии балансировки гибких роторов" (проект).
- [22] Руководство по повышению надёжности эксплуатации бандажных узлов. Приложение 2 приказа ОАО РАО «ЕЭС России» от 05.04.2007 № 232.