Министерство Российской Федерации по атомной энергии

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ КОНЦЕРН "РОСЭНЕРГОАТОМ"

Утверждаю
Технический директор
концерна "Росэнергоатом"
Б.В.Антонов

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК АС

(РД ЭО 0195 - 00)

Заместитель Технического директора
концерна "Росэнергоатом"
Н.Н.Давиденко

Руководитель Департамента научно-
технической поддержки концерна
"Росэнергоатом"
С.А.Немытов

Генеральный директор
ГП ВНИИАЭС
А.А.Абагян

Заместитель директора ЦПЭ АО
"РОСЭП"
Б.Э.Заславский

Начальник отделения
материаловедения и ресурса ГП
ВНИИАЭС
М.Б.Бакиров

Начальник Центра по анализу опыта
эксплуатации АЭС ГП ВНИИАЭС
В.М.Витков

МОСКВА - 2000

gost.e-ecolog.ru

Настоящая редакция "Методики оценки технического состояния и остаточного ресурса дизель-генераторных установок энергоблоков АС" подготовлена коллективом авторов в составе: Бакиров М.Б., Белозерцев М.А., Жук Ю.К., Камышников О.Г., Соловьев В.П., Янченко Ю.А., (ГП ВНИИАЭС), Морозов А.Г., Андреев Е.А. (ТФ концерна "Росэнергоатом"), Немытов С.А., Корниенко К.А. (концерн "Росэнергоатом"), Заславский Б.Э. (АО "РОСЭП").

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

ВВЕДЕНИЕ 4

1 **ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ** 5

2 **ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ** 6

3 **СОСТАВНЫЕ ЧАСТИ ДГУ** 7

4 **ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ**

4.1 Анализ технической документации 8

4.2 Установление механизмов старения составных частей ДГУ 10

4.3 Установление определяющих параметров технического состояния составных частей ДГУ 14

4.4 Критерии оценки технического состояния составных частей ДГУ 15

4.5 Методы контроля и средства измерения параметров технического состояния ДГУ

4.5.1 Контроль износа элементов дизеля 19

4.5.2 Контроль технического состояния элементов систем, обеспечивающих работоспособность дизеля 23

4.5.3 Контроль эксплуатационных параметров 25

4.5.4 Оценка наработки дизеля и генератора 28

4.5.5 Контроль технического состояния электрического оборудования 30

4.6 **Программа контроля технического состояния составных частей ДГУ** 31

4.7 **Оценка технического состояния составных частей и ДГУ в целом** 31

5 **ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ДГУ** 55

Список использованной литературы 56

Приложение А Сведения о дизель-генераторной установке 58

Приложение Б Данные о наработке, количеству пусков и периодическим испытаниям (опробованиям) ДГУ 61

Приложение В Данные о техническом обслуживании и ремонтам ДГУ 62

Приложение Г Сведения об отказах и повреждениях ДГУ 63

Приложение Д Основные контрольно-измерительные приборы и инструменты, используемые при проведении оценки технического состояния ДГУ 64

Приложение Е Данные по парку ДГУ на АС России на 01.01.2000 г. 66

Приложение Ж Форма решения о техническом состоянии и остаточном ресурсе ДГУ 67

Приложение З Пример оценки технического состояния и остаточного ресурса ДГУ 68

ВВЕДЕНИЕ

Оценка технического состояния и остаточного ресурса дизель-генераторных установок на атомных станциях осуществляется в рамках работ по контролю, оценке, прогнозированию и управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблока АС и продлению срока эксплуатации блока АЭС в целом согласно п.5.1.14 "Общих положений обеспечения безопасности атомных станций ОПБ-88/97" ПН АЭ Г-01-011-97.

В соответствии с техническими условиями (ТУ) на поставку установленный срок службы дизель-генераторных установок составляет от 20 до 30 лет. Установленный срок службы дизель-генераторных установок, указанный в ТУ на поставку, является директивным, так как на момент поставок дизель-генераторных установок на АЭС отсутствовал практический опыт их эксплуатации в сложном режиме, при котором более 96% времени эксплуатации дизель-генераторные установки на АЭС находятся в режиме ожидания, поэтому срок службы дизель-генераторных установок может быть продлен на период, превышающий указанный в ТУ на поставку, на основании оценки их технического состояния и остаточного ресурса в процессе эксплуатации.

При разработке "Методики оценки технического состояния и остаточного ресурса дизель-генераторных установок энергоблоков АС" (далее по тексту "Методика") был учтен опыт эксплуатации дизель-генераторных установок на АС России, а также опыт проведения работ по продлению срока службы дизель-генераторных установок энергоблоков №№ 3, 4 Нововоронежской АЭС и энергоблоков №№ 1, 2 Кольской АЭС. Кроме этого, использовался опыт эксплуатации дизель-генераторных установок на стационарных дизельных электростанциях страны.

"Методика" разработана в соответствии с требованиями действующих в атомной энергетике норм и правил.

"Методика" должна быть включена в ведомости проектов АЭС с ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК-1000, БН-600 и ЭГП-6.

Основные термины и определения, применяемые в методике, соответствуют ГОСТ 27.002, РД ЭО 0039-95 и Р50-605-80-93.

Методика оценки технического состояния и остаточного ресурса дизель-генераторных установок АС **Введена впервые**

Утверждена и введена в действие приказом концерна "Росэнергоатом"

от 27.06. 2000 г. N 312 Дата введения 01.08.2000

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящая "Методика оценки технического состояния и остаточного ресурса дизель-генераторных установок энергоблоков АС" распространяется на дизель-генераторные установки систем безопасности и общеблочные дизель-генераторные установки (ДГУ) резервных дизельных электрических станций (РДЭС), входящих в состав атомных станций (АС), предназначенных для эксплуатации в режимах ожидания, автономной продолжительной работы, а также находящихся в длительной консервации (смонтированное оборудование на строящихся АС).

1.2 Положения "Методики" обязательны для АС России, а также для специализированных предприятий, привлекаемых эксплуатирующей организацией к оценке технического состояния и остаточного ресурса дизель-генераторных установок АС, и других организаций и предприятий, осуществляющих техническую поддержку АС.

2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1 "Методика" разработана Научным руководителем эксплуатации атомных станций.

2.2 "Методика" определяет процедуру, методы и средства измерений, определяющих параметров, для оценки технического состояния и остаточного ресурса составных частей и ДГУ АС в целом.

2.3 При планировании, организации и проведении работ по контролю, оценке, прогнозированию и управлению ресурсными характеристиками энергоблока и продлению срока эксплуатации ДГУ АС необходимо руководствоваться следующими принципами:

- сравнение затрат на снятие ДГУ АС с эксплуатации и замену их на новые, с затратами на продление срока службы, включая затраты на проведение дополнительного контроля технического состояния оборудования и анализа старения материалов элементов ДГУ под воздействием реальных повреждающих факторов;
- надежность ДГУ АС после выполнения работ по продлению срока эксплуатации должна соответствовать существующим требованиям ТУ на поставку и отраслевым нормам и правилам по обеспечению безопасности АС.

2.4 Периодичность контроля и оценки технического состояния ДГУ АС (отдельного элемента ДГУ) определяется исходя из:

- требований эксплуатационной документации на ДГУ (в том числе документации на ТОиР);
- достижения предельных значений определяющих параметров составных частей ДГУ, установленных ТУ на поставку;
- результатов анализа отказов и повреждений ДГУ и ее составных частей.

2.5 Оценка технического состояния ДГУ выполняется на основании результатов обследования оборудования и сравнения реальных значений определяющих параметров элементов с критериальными значениями, установленными в технической документации.

2.6 "Методика" включает следующие основные этапы проведения работ:

2.6.1 Оценка технического состояния составных частей ДГУ по определяющим параметрам, установленным в технической документации.

2.6.2 Расчет остаточного ресурса ДГУ по результатам оценки технического состояния составных частей ДГУ и сравнения их наработки в процессе эксплуатации с данными указанными в ТУ на поставку и в другой технической документации.

2.7 Работы по оценке технического состояния и остаточного ресурса ДГУ выполняет экспертная комиссия под руководством главного инженера АС, назначаемая директором АС, с привлечением при необходимости конструкторской (проектной) организации, предприятий-изготовителей оборудования и других специализированных организаций.

2.8 Контроль технического состояния ДГУ по определяющим параметрам как этап выполняемой работы может совмещаться по времени с эксплуатационным или внеочередным контролем за состоянием оборудования ДГУ (в том числе с периодом выполнения технического обслуживания и ремонта).

2.9 По результатам оценки технического состояния и остаточного ресурса ДГУ АС принимается решение о возможности и условиях ее дальнейшей эксплуатации, периодичности контроля технического состояния, технического обслуживания и ремонта (ТОиР) и подтверждения оценок остаточного ресурса, утверждаемое главным инженером АС.

При несоответствии параметров технического состояния составных частей ДГУ требованиям отраслевых норм и правил и ТУ на поставку принимается решение о их замене или проведении ТОиР.

Результаты, полученные при оценке технического состояния и остаточного ресурса ДГУ, вносятся в формуляры и паспорта. К формулярам/паспортам составных частей ДГУ прилагаются "Решения" по оценке технического состояния и остаточного ресурса.

2.10 В процессе работ по контролю, оценке технического состояния и остаточного ресурса ДГУ, в зависимости от условий эксплуатации и требований нормативной документации по эксплуатации оборудования ДГУ, некоторые положения настоящей "Методики" могут быть скорректированы в порядке, установленном в отрасли.

Допускается выполнять оформление материалов и результатов по оценке технического состояния и остаточного ресурса для нескольких однотипных ДГУ одного энергоблока АС одним документом. При этом, "Решение об оценке технического состояния, возможности и условиях дальнейшей эксплуатации ДГУ" оформляется отдельно на каждую установку.

2.11 При выполнении работ следует соблюдать требования санитарных и гигиенических норм и правил, правил техники безопасности, пожарной безопасности при эксплуатации теплосиловых установок.

3 СОСТАВНЫЕ ЧАСТИ ДГУ

3.1 **Дизель-генераторная установка состоит из следующих составных частей:**

- тепломеханического оборудования, включающего дизель с системами, обеспечивающими его работоспособность (системы топлива, масла, охлаждения, наддува, пуска);
- электрического оборудования, включающего генератор с системой возбуждения, электродвигатели механизмов систем дизель-генератора, выключатели, шкафы комплектных распределительных устройств напряжением 6 кВ, силовые распределительные сборки напряжением 0,4 кВ, которые находятся в здании резервной дизельной электростанции (РДЭС);
- системы управления, защиты и сигнализации, включающая контрольно-измерительные приборы, датчики и другие аппараты цепей управления, защиты, сигнализации.

Дизель и генератор определяют надежность и срок службы ДГУ. Другие элементы ДГУ в зависимости от их технического состояния заменяются или восстанавливаются с использованием комплектов запасных деталей (узлов).

Ниже приводится описание составных частей ДГУ, определяющих работоспособность и срок службы.

3.1.1 Дизель с системами (тепломеханическое оборудование)

Основными элементами дизеля, определяющими его техническое состояние, являются: остов (блок), коленчатый вал, коренные и шатунные подшипники, шатунные болты и шатун, поршень рабочего цилиндра с компрессионными и маслосъемными

кольцами, поршневой палец, втулка рабочего цилиндра, зубчатые передачи (шестерни), а также трубопроводы систем охлаждения, топлива и масла, теплообменники, насосы, баки.

Кроме перечисленных ответственных деталей и узлов, изготовленных из металла, в конструкции дизеля и систем имеются элементы из резины, применяемые для уплотнения стыков различного характера, гибкие шланги и соединительные муфты. К таким элементам относятся, в первую очередь, уплотнительные кольца рабочего цилиндра, резиноармированные соединения на подводе топлива к насосу высокого давления дизеля (дизеля типа 64Г, 78Г) и другие соединения в системах дизеля.

Указанные ответственные элементы дизеля во время запуска и работы на мощности подвергаются воздействию значительных знакопеременных нагрузок, ударному и термическому воздействию, а втулки рабочих цилиндров коррозионно-эрозионному износу, в том числе в режиме ожидания.

3.1.2 Генератор с системой возбуждения

Основными элементами генератора являются:

- корпус;
- статор (активная электротехническая сталь, обмотки статора, катушечная или стержневая, состоят из пазовых и лобовых частей, выводы обмотки);
- ротор (бочка ротора, обмотки);
- детали крепления обмоток;
- вентилятор;
- щеточный аппарат;
- возбудитель;
- подшипники.

3.1.3 Система управления, защиты и сигнализации

Основными элементами системы являются контрольно-измерительные приборы, релейно-контактная аппаратура, датчики, трансформаторы напряжения и тока, коммутационная аппаратура, электронные элементы схем.

4 ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

4.1 Анализ технической документации

4.1.1 Конструкторская, эксплуатационная и документация предприятия-изготовителя.

Рассмотреть техническую документацию, поставляемую предприятием-изготовителем ДГУ и ее составных частей:

- техническое описание и инструкцию по эксплуатации ДГУ и ее составных частей;
- формуляры (паспорта) с результатами приемо-сдаточных испытаний на стенде предприятия-изготовителя и по месту на АС;
- комплект чертежей (общий вид, сборочные единицы), которые позволяют выполнить проверку соответствия размеров ответственных деталей и технологических параметров требованиям документации ДГУ;
- технические условия на ремонт, инструкцию на техническое обслуживание и ремонт.

Сделать выписку из рассмотренной технической документации (приложение А).

В выписке из документации предприятия-изготовителя ДГУ необходимо представить:

- наименование предприятия-изготовителя и поставщика дизеля, генератора и элементов систем управления, защиты и сигнализации, включая контрольно-измерительные приборы, датчики и другие элементы системы;
- наименование, тип оборудования;
- заводской номер;
- год изготовления и год ввода в эксплуатацию;
- основные параметры, пусковые характеристики дизеля, требования надежности дизеля и генератора и элементов систем управления, защиты и сигнализации;
- критерии предельных состояний дизеля и генератора, элементов систем управления, защиты и сигнализации, по достижению которых эксплуатация их должна быть прекращена и принято решение о проведении ремонта и/или об условиях дальнейшей эксплуатации;
- условия и режимы эксплуатации ДГУ;
- размеры ответственных деталей оборудования.

4.1.2 Эксплуатационная документация АС.

Рассмотреть эксплуатационную документацию АС:

- формуляры (паспорта) составных частей ДГУ (дизеля, генератора и др.) и ДГУ в целом;
- инструкцию по эксплуатации ДГУ РДЭС АС;
- инструкцию по эксплуатации системы аварийного электроснабжения;
- оперативный журнал и журнал дефектов ДГУ;
- графики проведения проверок работоспособности ДГУ АС;
- графики проведения технического обслуживания и ремонта ДГУ АС.

Сделать выписки из рассмотренной технической документации АС.

В выписках из технической документации АС необходимо представить:

- условия эксплуатации ДГУ на АС;
- данные о рабочих параметрах ДГУ на холостом ходу и при работе на мощности и их отклонения от режима нормальной эксплуатации;
- наработка и количество пусков ДГУ с момента ввода в эксплуатацию;
- сведения об изменении условий эксплуатации;
- данные об осмотрах и измерениях деталей во время технических обслуживаний и ремонтов ДГУ, замене оборудования с момента ввода в эксплуатацию;
- сведения о модернизации и реконструкции;
- данные об имевших место отказах ДГУ во всех режимах эксплуатации (при выполнении функции безопасности, при проверке работоспособности);
- периодичность и объем проверок на работоспособность ДГУ (опробования и испытания ДГУ);
- результаты технического освидетельствования баллонов пускового воздуха дизеля.

Рекомендуемые формы представления информации даны в приложениях А, Б, В, Г.

4.1.3 Оформление результатов анализа технической документации.

Результаты анализа технической документации должны быть оформлены в виде заключения.

В заключении необходимо отразить:

- перечень рассмотренной технической документации;
- наличие и полноту технической документации;

- соответствие требований к эксплуатации ДГУ, изложенных в ТУ на поставку, инструкции по эксплуатации, техническом описании к фактическим условиям и режимам эксплуатации ДГУ на АС;
- составные части ДГУ, определяющие ее техническое состояние и остаточный ресурс;
- исходные данные для оценки технического состояния и обоснования продления срока службы ДГУ;
- рекомендации по доработке и восстановлению технической документации.

4.2 Установление механизмов старения составных частей ДГУ

4.2.1 По результатам работ по п. 4.1 установить механизмы старения элементов дизеля.

Потенциальные механизмы старения элементов дизеля в режимах ожидания, запуска и работы под нагрузкой приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1.

Механизмы старения материала элементов дизеля и его систем

Наименование элемента	Механизмы старения				
	Механический износ	Усталость металла мало- и многоцикловая	Термическое воздействие	Растрескивание под напряжением	Коррозия
Дизель					
Остов (блок)		□		□	□
Коленчатый вал (в целом)		□		□	
Коленчатый вал (коренные, шатунные шейки)	□	□			
Коренные и шатунные подшипники	□	□		□	
Шатунные болты		□		□	
Шатун		□		□	
Поршень	□		□	□	
Поршневое кольцо	□	□	□	□	
Поршневой палец	□				
Втулка рабочего цилиндра	□	□	□	□	□
Зубчатые передачи (шестерни)	□	□		□	
Распределительный вал (для четырехтактных дизелей)	□	□			

Наименование элемента	Механизмы старения				
	Механический износ	Усталость металла мало- и многоцикловая	Термическое воздействие	Растрескивание под напряжением	Коррозия
Резино-технические и дюритовые детали (уплотнительные кольца, манжеты и соединительные трубки и муфты			□	□	
Системы, обеспечивающие работоспособность дизеля					
Трубопроводы системы охлаждения					□
Трубопроводы систем топлива и масла					
Теплообменники (холодильники масла, воды, воздуха)				□	□
Насосы (проточная часть, рабочее колесо)	□	□			□
Баки					□

4.2.2 По результатам работ по п. 4.1 установить механизмы старения элементов генератора.

Потенциальные механизмы старения элементов генератора, возбудителя, электродвигателя в режимах ожидания и работы под нагрузкой приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Механизмы старения материалов элементов генератора

Наименование элемента	Механизмы старения			
	Механический износ	Растрескивание под напряжением	Термическое воздействие	Коррозия
Корпус				□
Статор: активная электротех-ническая сталь обмотки (изоляция)		□	□	□
Ротор: бочка обмотки (изоляция)		□ □	□	
Детали крепления обмоток		□		□
Вентилятор (лопатки, ступица)		□		
Щеточный аппарат	□	□		
Подшипники	□	□		
Воздухоохладитель		□		□

4.2.3 Установить механизмы старения элементов систем управления, защиты и сигнализации.

Потенциальные механизмы старения элементов систем управления, защиты и сигнализации приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3

Механизмы старения материалов элементов систем управления, защиты и сигнализации

Наименование элемента	Механизмы старения			
	Термическое воздействие	Растрескивание под воздействием окружающей среды	Коррозия	Механический износ
Корпус (металлический)			□	
Корпус (пластмасса)		□		
Контактная группа	□	□	□	□
Токовая часть, изоляция	□	□		
Электронные	□		□	
Механическая часть (тахометры)				□

4.3 Установление определяющих параметров технического состояния составных частей ДГУ

4.3.1 Установить определяющие параметры технического состояния элементов дизеля. Параметры, определяющие техническое состояние дизеля приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4

Определяющие параметры технического состояния элементов дизеля и его систем

Контролируемый эффект старения элемента	**Определяющие параметры технического состояния элементов**
Изменение механических свойств	Относительное удлинение, предел прочности, предел текучести, твердость.
Изменение структуры материала (резино-технические изделия)	Потеря конструктивных свойств материала (упругость, эластичность).
Растрескивание металла	Трещины (протяженность, глубина, раскрытие, ориентация в пространстве).
Изменение размеров деталей	Геометрические размеры (зазор в трущемся узле, толщина стенки, длина или высота, диаметр, седловатость, бочковатость).
Коррозия, эрозия	Площадь повреждения, толщина стенки.
Выкрашивание (питтинг)	Количество дефектов на единицу площади, глубина дефектов.

4.3.2 Установить определяющие параметры технического состояния элементов генератора и электродвигателей в соответствии с таблицей 4.5.

Таблица 4.5

Определяющие параметры технического состояния элементов генератора, электродвигателей

Контролируемый эффект старения элемента	Определяющие параметры технического состояния элементов
Изменение электрических свойств	Сопротивление изоляции статора и ротора, электрические параметры (напряжение, сила тока)
Растрескивание (металла конструкций, изоляции обмоток)	Трещины (протяженность, глубина, раскрытие, ориентация в пространстве).
Выкрашивание (питтинг) подшипников	Количество дефектов на единицу площади, глубина дефектов.
Изменение размеров	Геометрические размеры (зазор в трущемся узле, толщина, длина или высота, диаметр).
Коррозия металлоконструкций	Площадь повреждения, толщина стенки.

4.3.3 Установить определяющие параметры технического состояния элементов систем управления, защиты и сигнализации, включая измерительные приборы, датчики и другие аппараты цепей управления, защиты и сигнализации в соответствии с таблицей 4.6.

Таблица 4.6

Определяющие параметры технического состояния элементов систем управления, защиты и сигнализации

Контролируемый эффект старения элемента	Определяющие параметры технического состояния элементов
Изменение электропроводности контактных групп реле	Время срабатывания реле
Коррозия контактных и других поверхностей	Состояние поверхности
Механический износ исполнительных механизмов	Несоответствие величины измеряемых параметров (погрешность превышает допустимую)
Коррозия металлоконструкций	Состояние поверхности

4.4 Установление критериев оценки технического состояния составных частей ДГУ

4.4.1 Установить критерии (количественные и/или качественные показатели) для определяющих параметров технического состояния составных частей ДГУ на базе требований конструкторской документации, технических условий на поставку ДГУ или другой технической документации учитывая условия эксплуатации.

4.4.2 Критерии технического состояния элементов дизеля представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7

Критерии технического состояния элементов дизеля

Наименование элемента	Определяющий параметр технического состояния	Критерий
Остов (блок)	Трещины, коррозия	Не допускаются
Коленчатый вал (в целом)	Трещины	Не допускаются
	Расхождение щек (раскеп)	Значение расхождения щек коленчатого вала не должно превышать допустимой величины, указанной в технической документации на ремонт предприятия-изготовителя или определенный по формуле (см. подраздел 3.6).
Коленчатый вал (коренные, шатунные шейки)	Диаметр шейки	В соответствии с конструкторской документацией (чертежом).
	Трещины	Не допускаются
Коренные и шатунные подшипники	Зазоры (радиальный, аксиальный)	В пределах величин рекомендованных в технической документации предприятия-изготовителя (ТУ на ремонт, таблица зазоров).
	Количество дефектов поверхности антифрикционного слоя: а) Наличие трещин; б) Выкрашивание части сплава; в) Отставание сплава от тела вкладыша	Повреждения, дефекты не допускаются.
Шатунные болты с гайками	а) Отсутствие шплинтов или замков; б) Остаточное удлинение; в) Длина затянутого болта; г) Повреждение резьбы, трещины, задиры, забоины или подрезы на теле болта; д) прилегание опорных поверхностей	а) Не допускается; б) Остаточное удлинение шатунного болта не должно превышать 0,005 L (L - длина болта между опорными поверхностями) или в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя; в) Длина затянутого болта не должна отличаться от установленного при монтаже более чем на 0,05 мм; г) Не допускается; д) Прилегание опорных поверхностей должно быть равномерным по всей поверхности.
Шатун	Изгиб, трещины	Не допускаются
Поршень	Трещины	Не допускаются
	Высота и глубина канавки для кольца	В соответствии с конструкторской документацией (чертежом)
Поршневое кольцо	Высота и ширина поршневого кольца	В соответствии с конструкторской документацией (чертежом)
	Зазор в замке	В соответствии с технической документацией предприятия-изготовителя
Поршневой палец	Диаметр, эллипсность	В соответствии с конструкторской документацией (чертежом). Сравнение с предыдущим замером.

Наименование элемента	Определяющий параметр технического состояния	Критерий
Втулка рабочего цилиндра	Диаметр, эллипсность	В соответствии с конструкторской документацией (чертежом). Сравнение с предыдущим замером.
	Трещины и язвы на внутренней поверхности	Не допускаются
	а) Трещины; б) Язвы на на внешней поверхности	а) Не допускаются; б) В соответствии с технической документацией предприятия-изготовителя
Зубчатые передачи (шестерни)	Расстояние между одноименными профилями двух смежных зубьев	В соответствии с конструкторской документацией (чертежом)
	Профиль зуба	
	Толщина зуба	
	Диаметр	
	Трещины, выкрашивание цементированного слоя, поломка или скол зуба, ослабление посадки	Не допускаются
Распределительный вал (для четырехтактных дизелей)	Изгиб, трещины	Не допускаются
	Профиль кулачка	В соответствии с конструкторской документацией (чертежом).
Резино-технические и дюритовые детали (уплотнительные кольца, манжеты, соединительные трубки и муфты	Потеря эластичности, упругости	Не допускаются
	Трещины, дефекты и повреждения поверхности	Не допускаются
Воздуходувка (для 15Д100),, турбокомпрессор	а) Трещины, деформация лопаток; б) Осевое разбег ротора; в) Зазоры в сопряжениях	а) Не допускаются; б, в) В соответствии с технической документацией предприятия-изготовителя
Охладитель наддувочного воздуха (ДГУ типа 15Д100)	Трещины, язвы (корпус, трубчатка)	Не допускаются
Охладители масла, воды	Разуплотнение теплообменных труб, трещины в соединениях трубных досок, разрушение протектора	Не допускаются
Трубопроводы	Трещины	Не допускаются
	Вмятины	Допускаются глубиной: - до 1 мм у трубопроводов с наружным диаметром до 10 мм; - до 2 мм у трубопроводов с наружным диаметром до 22 мм; - до 3 мм у трубопроводов с наружным диаметром свыше 22 мм.
Дизель	Технологические параметры (температура масла, охлаждающей воды, температура отходящих газов, давление масла,P_c, P_z и др.)	В соответствии с ТУ на поставку, инструкцией по эксплуатации, формуляром

4.4.3 Критерии технического состояния элементов генератора, возбудителя, электродвигателя представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8

Критерии технического состояния элементов генератора, возбудителя, электродвигателя

Наименование элемента	Определяющий параметр технического состояния	Критерий
Корпус	Трещины, коррозия	Не допускаются
Статор:		
активная электротехническая сталь	Трещины, коррозия, расслаивание	Не допускаются
обмотки (изоляция)	а) Сопротивление изоляции; б) Трещины, истирание	а) В соответствии с НД "Объем и нормы испытаний электрооборудования", РД 34-45-51.300-97 или инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя; б) Не допускается
Ротор:		
бочка	Трещины	Не допускаются
обмотки (изоляция)	Сопротивление изоляции	В соответствии с НД "Объем и нормы испытаний электрооборудования", РД 34-45-51.300-97 или инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя
Статор и ротор	Воздушный зазор между статором и ротором генератора	В соответствии с НД "Объем и нормы испытаний электрооборудования", РД 34-45-51.300-97 и инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя.
Детали крепления обмоток	Трещины	Не допускаются
Вентилятор (лопатки, ступица)	Трещины, деформация	Не допускаются
Щеточный аппарат (щетки)	Длина, профиль	В соответствии с инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя
Подшипники	Количество дефектов поверхности антифрикционного слоя: а) Наличие трещин; б) Выкрашивание части сплава; в) Отставание сплава от тела вкладыша	Не допускаются
	Зазоры	В соответствии с НД "Объем и нормы испытаний электрооборудования", РД 34-45-51.300-97 или инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя.
Воздухоохладитель генератора (корпус, трубчатка)	Трещины, язвы	Не допускаются
Генератор	Технологические параметры (сила тока, напряжение, частота тока, температура подшипников, температура железа статора)	В соответствии с ТУ на поставку, инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя

4.4.4 Критерии технического состояния элементов систем управления, защиты и сигнализации представлены в таблице 4.9.

Таблице 4.9

Критерии технического состояния элементов систем управления, защиты и сигнализации

Наименование элемента	Определяющий параметр технического состояния	Критерий
Корпус прибора	Трещины, коррозия	Не допускаются
Обмотки (изоляция) электрической части приборов	а) Сопротивление изоляции; б) Трещины, истирание	а) В соответствии с технической документации предприятия-изготовителя и нормативной документацией; б) Не допускается
Полупроводниковые приборы	Срок службы	В соответствии с технической документации предприятия-изготовителя и нормативной документацией
Релейно-контактные аппараты	Коммутационная износостойкость ($T_к$) Механическая износостойкость ($T_м$) Срок службы	В соответствии с технической документации предприятия-изготовителя и нормативной документацией
Механические части показывающих приборов	Зазоры, соосность	В соответствии с инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя. приборов

4.5 Методы контроля и средства измерения параметров технического состояния составных частей ДГУ.

4.5.1 Контроль износа элементов дизеля

Износ деталей и узлов ДГУ определяется посредством периодического визуального и инструментального контроля деталей при проведении планового технического обслуживания и ремонта за последние 10 лет.

Визуальный контроль и измерения деталей и узлов ДГУ производятся в течение всего периода эксплуатации ДГУ на АС в соответствии с требованиями ТУ на поставку и ТУ на ремонт, инструкции по эксплуатации предприятия-изготовителя и "Руководства по техническому обслуживанию резервных дизельных электростанций АС Минатомэнерго СССР", ВНИИАЭС, 1988.

Источниками данных по визуальному и инструментальному контролю деталей являются формуляры, ремонтная документация. При отсутствии данных комиссией принимается решение о проведении работ по визуальному и инструментальному контролю деталей составных частей ДГУ в соответствии с п. 4.6.

Остов (блок)

Контроль технического состояния остова осуществляется визуально и цветной дефектоскопией посадочных мест (опор) коренных подшипников коленчатого вала.

Визуальный контроль производится при хорошем освещении с использованием при необходимости лупы многократного увеличения в соответствии с ПНАЭ Г-7-016-89.

Критериями работоспособного состояния остова является отсутствие трещин, коррозии (язв).

Втулка рабочего цилиндра

Техническое состояние втулки рабочего цилиндра осуществляется визуально и замерами внутреннего диаметра втулки.

Замеры втулок рабочих цилиндров ведутся микрометрическим или специальным штихмассом (индикатор для внутренних измерений) в трех-шести поясах в зависимости от длины ее и в двух направлениях "по валу" и "по ходу". Верхний пояс берется на уровне верхнего поршневого кольца при положении поршня в в.м.т., а нижний - на расстоянии 50–100 мм от нижней кромки втулки; промежуточные пояса – на равных расстояниях. Точность измерения 0,01 мм.

Визуальный контроль производится при хорошем освещении с использованием лупы многократного увеличения в соответствии с ПНАЭ Г-7-016-89.

Поршень рабочего цилиндра

Контроль технического состояния поршня рабочего цилиндра осуществляется визуально и замерами поршня.

Замеряются три пояса по высоте в двух направлениях каждый "по валу" и "по ходу". Верхний пояс – между отверстием для поршневого пальца и ближайшим к нему поршневым кольцом, второй – ниже поршневого пальца и третий у нижней кромки (юбки) тронка поршня. Замеры ведутся микрометрической скобой с точностью измерения 0,01 мм.

Высота и глубина канавки для поршневого кольца

Контроль технического состояния канавки осуществляется посредством замеров высоты и глубины канавки.

Замеры канавки ведутся в четырех точках, равномерно расположенных по окружности. Высота определяется с помощью поршневого кольца и набора щупов, а глубина – глубиномером. Точность измерения не более0,02 мм.

Высота и ширина поршневого кольца

Контроль технического состояния поршневого кольца осуществляется посредством замеров высоты и ширины кольца.

Поршневое кольцо замеряется в четырех местах: два замера у замка с отступлением на 20-30 мм от края, остальные – равномерно на оставшейся свободной дуге. Замер ведется микрометром с точностью 0,01 мм.

Зазор в замке поршневого кольца

Контроль зазора в замке поршневого кольца осуществляется посредством замеров зазора.

Замер ведется на поршневом кольце, помещенном в наименее изношенную часть втулки, с помощью щупа длиной 100 мм и точностью порядка 0,03 – 0,04 мм.

Поршневые пальцы

Техническое состояние поршневого пальца осуществляется посредством замеров диаметра пальца.

Замер ведется микрометром по двум взаимно перпендикулярным плоскостям и в трех поясах: посередине и по краям пальца, отступая на 1/3 от концов рабочей части его. Точность замера 0,01 мм.

Проверка положения коленчатого вала на коренных подшипниках

Проверка положения коленчатого вала на коренных подшипниках осуществляется путем замера расхождения щек. Расхождение щек называется разность замеров расстояний между щеками в двух противоположных положениях колена.

Для замера расхождения щек колена применяют приспособления с линейным индикатором или микрометрический штихмасс и зеркало.

Допустимые значения расхождения щек коленчатых валов дизелей приняты как функция диаметра, описанного центром шатунной шейки, и приводятся в технической документации на ремонт предприятия-изготовителя. При отсутствии допустимые значения расхождения щек коленчатого вала определяются по формуле:

$$\Delta = K \cdot 0{,}001\ S,$$

где:
Δ - допуск, мм;
S - ход поршня, мм;
К - коэффициент, принимаемый в случае укладки нового вала равный 1/12; при укладке вала во время ремонта К = 1/10; в процессе эксплуатации - 1/16; предельный, требующий немедленного ремонта, К=1/3.

Проверка положения коленчатого вала выполняется в случаях: переукладки коленчатого вала, замены коренных подшипников.

Кроме проверки положения коленчатого вала на коренных подшипниках при определении его технического состояния выполняются наружный осмотр щек, шеек, масляных каналов, а также проверка вала на наличие трещин методом цветной или магнитной дефектоскопии.

Визуальный контроль производится при хорошем освещении с использованием лупы многократного увеличения.

Коренные шейки коленчатого вала

Контроль технического состояния коренных шеек коленчатого вала осуществляется визуально и посредством замеров диаметра шейки.

Замеры шеек ведутся микрометрической или специальной скобой с линейным индикатором по двум взаимно перпендикулярным плоскостям (вертикальной и горизонтальной по отношению к первому колену) и в трех поясах: посередине и по краям шеек на расстоянии 5 мм от галтели. Точность замера 0,01 мм.

Проверка коренных шеек коренного вала на биение

Контроль биения коренных шеек относительно оси вала осуществляется инструментальным методом.

Замер ведется линейным индикатором, для чего штифт его устанавливается вблизи средины образующей шейки. За исходное положение принимается первое колено в в. м. т. Результаты замеров фиксируются через каждые 45^0. Точность замера 0,01 мм.

Шатунные шейки коленчатого вала

Контроль технического состояния шатунных шеек коленчатого вала осуществляется визуально и посредством замеров диаметра шейки.

Замер шатунной шейки ведется микрометрической или специальной скобой с индикатором по вертикальной и горизонтальной плоскостям (по отношению к колену) в трех поясах: посредине и по краям шейки на расстоянии 5 мм от галтели. Начало в в. м. т. измеряемой шейки. Точность замера 0,01 мм.

Коренные и шатунные подшипники

Контроль технического состояния подшипников осуществляется посредством проверок величины зазоров с боков нижнего вкладыша и под верхним вкладышем, а также величин зазоров у галтелей упорного подшипника.

Величины радиальных зазоров с боков нижнего коренного вкладыша и аксиальные зазоры у галтелей упорных подшипников определяются посредством щупа. Зазоры под

верхним коренными вкладышами и шатунными вкладышами - с помощью свинцовой проволоки, укладываемой в эти узлы в виде "жучка"

Кроме этого, производятся следующие проверки:

Качество приставания антифрикционного сплава к телу вкладыша проверяется осмотром торцов стыка с применением цветной дефектоскопии на наличие трещин и простукиванием. Подвешенный вкладыш при легком простукивании металлическим стержнем должен издавать чистый звенящий звук, дребезжание говорит о наличии отслаивания сплава от тела вкладыша.

Прилегание коренных шеек вала к подшипникам. Качество прилегания коренных шеек к вкладышам проверяется по краске. Шейка вала должна равномерно лежать на дуге вкладыша, хорда которой составляет 70-50% от диаметра шейки, а распределение пятен на окрашенной части заливки при слабо намазанной шейки должна составлять не менее 15-25% от всей площади окрашенной части заливки.

Антифрикционная заливка вкладыша подшипника

Контроль износа антифрикционной заливки осуществляется инструментальным методом.

Замеры заливки вкладыша ведутся специальным микрометром с длинными губками посредине вкладыша (вдоль) в двух точках: со стороны поста управления. Точность замера 0,01 мм.

Шатун

Контроль наличия трещин осуществляется визуально при хорошем освещении с помощью лупы многократного увеличения. Трещины чаще всего располагаются в районе верхней головки и в местах ослабленных различными сверлениями, особенно если кромки их не сглажены.

Изгиб шатуна определяется с помощью линейки или отвеса.

Шатунные болты

Контроль технического состояния болта осуществляется визуально, а неизменность затяжки гаек болта и контроль остаточного удлинения в свободном состоянии - инструментальным методом.

Визуальный контроль промытого в керосине, сухого болта производится с применением увеличительного стекла. При возникновении подозрения болт проверяется цветной или магнитной дефектоскопией.

Длина болта в сборе и в свободном состоянии замеряется специальной микрометрической или постоянной скобой, губки которой устанавливаются на площадки, запиленные в торцах болта. Точность замера 0,01 – 0,02 мм.

Критерии работоспособного состояния шатунного болта:

а) отсутствие трещин, сорванной резьбы, забоин, подрезов на теле болта, местных натиров;

б) длина затянутого болта не должна отличаться от установленной при монтаже более чем на 0,05 мм. В противном случае необходимо проверить болт на остаточное удлинение.

б) остаточное удлинение шатунного болта не должно превышать 0,005L (L - длина болта между опорными поверхностями) или в пределах величин, указанных в технической документации предприятия-изготовителя.

Цилиндрические зубчатые колеса (шестерни)

а) Замер основного шага колеса – расстояние между одноименными профилями двух смежных зубьев, ведется шагомером с точностью 0,01-0,02 мм;

б) поверка профиля зуба осуществляется шаблоном на просвет;

в) толщина зуба в четырех местах по окружности колеса производится микрометром с точностью 0,01 мм.

4.5.2 Контроль технического состояния элементов систем, обеспечивающих работоспособность дизеля

Контроль технического состояния элементов систем, обеспечивающих работоспособность дизеля, производится посредством визуального и инструментального контроля при техническом обслуживании и ремонте, а также при ежемесячной прямой проверке работоспособности ДГУ по следующим системам:

- топливная система (внешняя);
- система масла (внешняя);
- система предпусковой прокачки масла или периодической прокачки масла (для дизелей типа 12ZV40/48);
- система охлаждения (внешняя);
- системы пуска и управляющего воздуха (воздушные);
- система наддува.

Контролю технического состояния подвергаются следующие элементы систем:

- насосы (вал, рабочее колесо, корпус, подшипники);
- компрессоры (остов/блок, коленчатый вал, цилиндро-поршневая группа, головка цилиндра);
- теплообменники (корпус, трубный пучок);
- предохранительные и редукционные клапаны;
- терморегуляторы.

Определяющие параметры и критерии технического состояния элементов систем даны в подразделах 4.3 и 4.4.

Контроль определяющих параметров технического состояния элементов систем осуществляется визуально, измерениями геометрии элементов, гидравлическими испытаниями (опрессовка) систем при техническом обслуживании и ремонте, а также посредством ежемесячной прямой проверки работоспособности ДГУ. В случае недостаточности необходимых данных выполняются работы по оценке технического состояния элементов систем.

Топливная система (внешняя)

Контроль технического состояния элементов топливной системы осуществляется визуально и посредством замеров толщины металла баков расходного и запаса топлива, а также трубопроводов. При замерах толщины металла используется метод ультразвуковой дефектоскопии.

Замеры производятся: днище баков или нижняя точка, середина по высоте и на границе верхнего уровня топлива.

По насосам системы - визуальный контроль элементов и проверка зазоров.

Критерии технического состояния: отсутствие трещин. Фактическая толщина металла баков и трубопроводов не должна превышать предельных значений, указанных в проектной документации. Топливные насосы - величина износов элементов не должны превышать предельных значений, указанных в технической документации предприятия-изготовителя.

Система масла

Контроль технического состояния элементов системы масла осуществляется визуально и посредством замеров толщины металла корпуса теплообменника, металла бака циркуляционного масла, а также трубопроводов. Замеры производятся: - днище бака или нижняя точка, середина по высоте и на границе верхнего уровня масла.

При замерах толщины металла используется метод ультразвуковой дефектоскопии.

Кроме фактической толщины металла корпуса теплообменника, бака выполнить: контроль металла одной из трубок охлаждения; состояние резинотканевых соединений на трубопроводах.

По насосам системы - визуальный контроль элементов и измерение геометрии элементов насоса, зазоров.

Критерии технического состояния: отсутствие трещин. Фактическая толщина металла теплообменника, баков и трубопроводов не должна превышать предельных значений, указанных в проектной документации. Насосы масла - величина износов элементов не должны превышать предельных значений, указанных в технической документации предприятия-изготовителя.

Система предпусковой или периодической прокачки масла

Контроль технического состояния элементов системы предпусковой или периодической прокачки масла осуществляется визуально и посредством измерения геометрии элементов насоса (диаметр шеек вала, зазоры в подшипниках и в проточной части насоса).

Критерии технического состояния: отсутствие трещин: фактические значения измерений геометрии вала, корпуса, подшипников не должны превышать предельных значений, указанных в технической документации предприятия-изготовителя.

Система охлаждения

Контроль технического состояния элементов системы охлаждения осуществляется визуально и посредством измерения толщины металла корпуса теплообменника (система охлаждения внутреннего контура), результаты контроля металла одной из теплообменных трубок.

По элементам центробежных насосов: диаметр шеек вала, зазоры в подшипниках и в проточной части насоса.

Критерии технического состояния: отсутствие трещин. Фактические значения измерений геометрии вала, корпуса, подшипников не должны превышать предельных значений, указанных в технической документации предприятия-изготовителя.

Системы пуска и управляющего воздуха

Контроль технического состояния элементов системы пуска и управляющего воздуха осуществляется визуально и посредством измерений элементов составных частей системы, гидравлических испытаний баллонов сжатого воздуха.

По компрессорам сжатого воздуха - оценка износов элементов компрессоров сжатого воздуха, установленных в здании РДЭС и анализ эксплуатационных параметров. Выполняется сравнительный анализ фактической наработки компрессора с критериями предельного состояния, указанных в технической документации предприятия-изготовителя с учетом проведенных технических обслуживаний и ремонтов.

По баллонам пуска и управляющего воздуха проводится анализ "Паспортов на сосуды сжатого воздуха" (баллоны) предприятия-изготовителя и актов технического освидетельствования баллонов сжатого воздуха местными органами Госатомнадзора России.

В анализе указываются:

- Основные данные на баллон сжатого воздуха в соответствие с "Паспортом на сосуд".

Например:

Баллон типа 130-200 сжатого воздуха зав. .№ 1723 (в паре с зав. .№ 1814) изготовлен 03.1970 г. по ГОСТ 9731-61, г. Первоуральск. Корпус баллона: диаметр внутренний 339 мм, ст.19, L = 1710 мм. Марка стали - Д (спокойная), ТУ - 1-594-18, цельнокованный, с заваркой днища, электросварка. Корпус баллона подвергался нормализации при t = 840-860 ^{0}С.

Сосуд подвергался гидроиспытанию, Р = 300 кгс/см^2 и пневматическому испытанию на герметичность Р=200 кгс/см^2;

На баллоне установлена головка по чертежу 7Д 100.71.022 СБ, которая подвергалась гидроиспытанию, Р = 300 кгс/см^2.

- Данные из первого акта технического освидетельствования после монтажа на АС.

Например:

22.12.72. При внешнем осмотре после монтажа замечаний нет, разрешено подготовить сосуд для гидроиспытания.

26.12.72. Проведены гидроиспытания сосуда, Р=225 кгс/см^2 течении 5 мин. Падения давления не наблюдалось, замечаний нет. Разрешена эксплуатация при Р=150 кгс/см^2. Сроки внешнего осмотра 12.76 г., гидроиспытаний 12.80 г.).

- График освидетельствования баллонов после монтажа до момента продления ресурса с указанием видов освидетельствования.

- Приводятся копии актов освидетельствования баллонов сжатого воздуха за последние 5 лет, при чем, за этот период должны быть представлены акты с внутренним осмотром и гидравлическим испытаниями.

Система наддува

Техническое состояние системы наддува определяется техническим состоянием турбокомпрессора. По турбокомпрессору приводится:

- давление наддувочного воздуха (см. табл. 3.7);
- осевой сдвиг ротора турбокомпрессора;
- ресурс турбокомпрессора (срок службы до замены ротора).

Критерии оценки технического состояния и остаточного ресурса оборудования систем, обеспечивающих работоспособность ДГУ: величины износов элементов оборудования систем, а также эксплуатационные параметры систем не должны превышать предельных значений, указанных в технической документации предприятий-изготовителей. При оценке технического состояния элементов систем, обеспечивающих работоспособность дизеля, привести данные по наработке активных элементов систем и данные о замене терморегуляторов и редукционных клапанов системы масла и системы охлаждения.

4.5.3 Контроль эксплуатационных параметров

Контроль и замеры эксплуатационных параметров ДГУ ведутся в течение всего периода эксплуатации на АС. Измерение эксплуатационных параметров осуществляется штатными приборами и специальными приборами (индикатор мощности, пиметр, максиметр, мегомметр, вольтметр, амперметр).

Источниками данных по эксплуатационным параметрам ДГУ являются формуляры (паспорта) оборудования, а также журналы опробований и испытаний ДГУ.

Анализ эксплуатационных параметров ДГУ представляются комиссии за последние 10 лет.

В случае недостаточности необходимых данных по эксплуатационным параметрам ДГУ организуются испытания. Контроль и замеры эксплуатационных параметров производятся на работающем ДГУ после 30 минут работы в режиме 100% мощности по штатным приборам, в период периодических опробований или при специальных испытаниях ДГУ.

Ведомости испытаний приведены в таблицах 4.10-4.12.

Таблица 4.10.

ВЕДОМОСТЬ ИСПЫТАНИЙ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ

№ ДГ, дата испытаний	Параметры	Номера цилиндров																Мощность, кВт
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				№	
	Максимальное давление сгорания Pc кгс/см^2																	
	Давление сжатия Pz кгс/см^2																	

ТАБЛИЦА 4.11

ВЕДОМОСТЬ ОПРОБОВАНИЯ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРА №

Дата и время опробования	Время разворота ДГ до подключения последней ступени нагрузки с	Мощность, кВт	Продолжительность	Температура отходящих газов																		
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	В правом коллекторе	В левом коллекторе	Перед турбиной	После турбины
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

ТАБЛИЦА 4.12

Ведомость испытаний дизель-генераторов

дг (станционное обозначение)	дата и время	Горячий резерв		Система охлаждения										Система смазки						Система впуска			Газовая турбина			Система топлива						
				Техническая вода						Внутренний контур																						
		температура воды, °С	температура масла, °С	Температура входящей воды, °С	Температура выходящей воды, °С	Давление до водяного холодильника, кгс/см^2	Давление после водяного холодильника кгс/см^2	Давление до масляного холодильника кгс/см^2	Давление после масляного холодильника кгс/см^2	Температура входящей воды, °С	Температура выходящей воды, °С	Давление до водяного холодильника кгс/см^2	Давление после водяного холодильника кгс/см^2	Температура входящего масла в двигатель, °С	Температура выходящего масла из двигателя, °С	Давление масла перед холодильником кгс/см^2	Давление масла после холодильника кгс/см^2	Давление перед фильтром кгс/см^2	Давление после фильтра кгс/см^2	Давление наддувочного воздуха кгс/см^2	Разрежение воздуха перед турбонагревателем	Температура воздуха в рессивере, °С	Температура газов в правом коллекторе, °С	Температура газов в левом коллекторе, °С	Температура газов перед турбиной, °С	Температура газов после турбины, °С	Давление на входе в дизель, кгс/см^2	Давление перед фильтром кгс/см^2	Давление после фильтра кгс/см^2	Температура воздуха в помещении, °С	Разрежение в картере мм. вод.ст.	Температура подшипника в генераторе, °С	Давление воздуха на терморегуляторе, кгс/см^2	Мощность, кВт	Продолжительность работы ДГ,
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36

1. Давление сжатия в цилиндрах (Pc) и давление сгорания (Pz).

Замеры давления сжатия Pc и сгорания Pz в цилиндрах должны производиться после 30 мин. работы ДГУ на 100% мощности.

Отклонения давления в цилиндрах (Pc, Pz) должны быть в пределах величин указанных в ТУ на поставку ДГУ (или неравномерность Pc, Pz по отдельным цилиндрам, считая от среднего значения по агрегату, не должны превышать:

давление сжатия Pc .....+ 2,5%;

давление сгорания Pz .....+ 3,5%.

Давления сжатия Pc и сгорания Pz в цилиндрах дизеля замеряется индикатором давления (например, типа "Майгак").

2. Среднее давление в цилиндре p_t.

Замеры среднего давления в цилиндрах должны производиться после 30 мин. работы ДГУ на 100% мощности.

Неравномерность среднего давление в цилиндре p_t по отдельным цилиндрам, считая от среднего значения по агрегату, не должна превышать + 3,0 %.

Среднее давление в цилиндре P_t дизеля замеряется пиметром.

При произведенных замерах Pc и Pz среднее давление в цилиндре P_t не замеряется.

3. Температура выхлопных газов $t_г$.

Снятие показаний по штатному прибору производиться после 30 мин. работы ДГУ на 100% мощности.

Неравномерность температур отработавших газов $t_г$ по отдельным цилиндрам, считая от среднего значения по агрегату, не должна превышать + 5,0%.

4. Расход топлива определяется по ГОСТ 10448 "Дизели стационарные, судовые и тепловозные. Методы испытаний", после 30 мин. работы ДГУ на 100% мощности.

Критерий: расход топлива при испытаниях не должен превышать указанный в ТУ на поставку.

4.5.4 Оценка наработки дизеля и генератора

Выполнить оценку наработки дизеля.

Сравнительно большое число запусков ДГУ по отношению к длительности функционирования на мощности приводит к необходимости введения понятия эквивалентной наработки. Выработка ресурса в режиме сложной эксплуатации рассчитывается из фактической наработки дизеля при проверках работоспособности (опробованиях), испытаниях, из времени работы по требованию и эквивалентного времени, зависящего от величины износов движущихся деталей во время пуска, количества пусков, а также естественного старения деталей.

Эквивалентное время меняется в широких пределах от 2 до 100 часов за 1 пуск и зависит от условий пуска (от качества прокачки масла и конструкции дизеля). Для дизелей с диаметром цилиндров до 150 мм 1 пуск соответствует 2-8 часам работы на номинальной мощности, более 500 мм может достигать 100 часов. /10/ Исследования заводом ПО "им. Мальшева" по определению этого времени не проводились. По оценкам специалистов фирмы "Русский дизель" для дизеля 78Г ДГ АСД-5600 с диаметром цилиндров 230 мм эквивалентное время соответствует 15 часам, выработанного ресурса, за 1 пуск.

Наработка дизелей при эксплуатации в сложном режиме рассчитывается по эмпирической формуле /10, 18/:

$$H_e = ad + H_f + C,$$

где:

H_e - эквивалентная наработка (моторесурс) выражаемая в часах;

a - коэффициент эквивалентности в часах. Величина которого зависит от условий запуска (наличие и качество прокачки маслом, температура окружающего и всасывающего воздуха) и скорости вращения коленчатого вала дизеля. Коэффициент эквивалентности **a** принимается равным 15 часам для дизелей ДГУ типа 15Д100, ДГ-4000, АСД-5600 и 10 часам для ДГУ типа 12ZV40/48 + S2445-12;

d - число пусков дизеля за время эксплуатации;

H_f - время реального функционирования (опробования плюс 1 срабатывание по фактическому требованию в год, или ложному, с учетом времени послеремонтных испытаний);

C - затраты моторесурса на естественное старение деталей в режиме ожидания. Экспертно оценивается с консервативным запасом - C = 500 ч/год дополнительного функционирования (в мире такой оценки не проводилось).

Исходные данные включая результаты расчета эквивалентной наработки дизелей оформляются в табличной форме. Смотри таблицу 4.13.

Эквивалентная наработка дизелей РДЭС энергоблоков АС, рассчитанная консервативно с большим запасом, по состоянию на момент определения остаточного ресурса сравнивается с назначенным ресурсом до капитального ремонта, приведенным в ТУ на поставку.

В качестве необходимого условия для продления срока службы должны рассматриваться:

- графики проведения ремонта на каждом ДГУ и их соответствие "Руководству по техническому обслуживанию" или "Инструкции по эксплуатации" предприятия-изготовителя за все время эксплуатации;

- объемы выполненных ремонтов по оборудованию ДГУ за последние 5 лет перед оценкой технического состояния и остаточного ресурса (форма представления данных см. приложение В);

- выполнение капитального ремонта в объеме ТО-5 в соответствие с "Руководством по техническому обслуживанию резервных дизельных электростанций АС Минатомэнерго СССР", ВНИИАЭС, 1988 и/или "Инструкции по эксплуатации" предприятия-изготовителя за последние 10 лет перед оценкой технического состояния и остаточного ресурса.

Таблица 4.13

**Наработка дизеля дизель-генераторной установки ст. №....
энергоблока №..... АС**

Наименование данных	**Дата на момент истечения срока службы (день, месяц, год)**	**Ожидаемая дата выработки ресурса до капитального ремонта (день, месяц, год)**
	Данные по наработке	
Суммарная продолжительность эксплуатации (годы)		
Коэффициент эквивалентности (a) в часах		
Число пусков дизелей (d)		
Наработка, эквивалентная количеству пусков (ad) в часах		
Фактическая наработка (H_f) в часах		
Наработка эквивалентная естественному старению дизелей, С = 500 ч/год (**С**)		
Суммарная эквивалентная наработка в часах ($H_e = ad + Hf + C_1$)		

Выполнить оценку наработки генератора с возбудителем и другого электрического оборудования.

Наработка генератора и другого электрического оборудования определяется как фактическая наработка с начала эксплуатации. Источниками наработки генератора и другого электрического оборудования установки являются паспорта на это оборудование оперативные журналы РДЭС, а также документация по ремонту.

4.5.5 Контроль технического состояния электрического оборудования

Методы и средства контроля, критерии технического состояния электрического оборудования по нормативному документу "Объемы и нормы испытаний электрооборудования", РД34.35-51.300-97 (издание шестое) и инструкциям по эксплуатации предприятия-изготовителя.

4.6 Программа контроля технического состояния составных частей ДГУ

4.6.1 Составить программу контроля технического состояния по каждой составной части ДГУ.

В программе контроля технического состояния составных частей ДГУ установить:

- перечень составных частей и их элементов с указанием критериев предельного состояния;
- перечень определяющих параметров технического состояния элементов составных частей ДГУ;
- виды контроля (визуальный, органолептический, измерительный, капиллярный магнитопорошковый, ультразвуковой, гидравлические или пневматические испытания, проверки/испытания работоспособности ДГУ);
- объем контроля;
- методы контроля (п. 4.5 настоящей методики);
- средства контроля (п. 4.5 настоящей методики);
- нормы оценки технического состояния.

Программа контроля технического состояния составных частей ДГУ по определяющим параметрам составляется комиссией с привлечением при необходимости специализированных организаций и утверждается главным инженером АС.

4.6.2 Выполнить контроль технического состояния составных частей ДГУ с привлечением при необходимости Научного руководителя по эксплуатации атомных станций, предприятий-изготовителей оборудования и других специализированных организаций в соответствии с п. 4.6.1.

При выполнении программы контроля технического состояния составных частей ДГУ допускается учитывать документированные результаты контроля технического состояния элементов, составных частей и ДГУ в целом, выполненного ранее в соответствии с требованиями графиков проверок работоспособности (опробования и испытания), программ, инструкций по эксплуатации, нормативным документами, действующим в отрасли;

4.6.3 Результаты контроля оформить протоколами, актами и зарегистрировать их в формуляр/паспорт оборудования.

4.7 Оценка технического состояния составных частей и ДГУ в целом

4.7.1 Оценка технического состояния дизеля и его систем

Выполнить оценку фактического технического состояния дизеля и его систем.

Оценка технического состояния дизеля и его систем производится по документации на проведенные технические обслуживания и ремонты, а также данных по проверке работоспособности (опробованиям), испытаниям и работе на требование за все время эксплуатации на АС. При оценке технического состояния дизеля и его систем учитываются условия эксплуатации на АС.

Оценка технического состояния дизеля и его систем производится на основании анализа данных:

- по наработке дизеля с начала эксплуатации (см. п. 4.5.4);
- осмотров, измерений деталей при техническом обслуживании и ремонте (по дизелю - за последние 10 лет; по системам - за последние 5 лет);
- по значениям определяющих параметров состояния элементов дизеля и его систем (см. п. 4.4.2);

- отказам, повреждениям дизеля и его систем за весь период эксплуатации (форма представления информации см. приложение Г);
- по периодичности и режимам проверок работоспособности (опробований) и испытаний ДГУ.

При анализе должны быть рассмотрены данные по периодичности и объемам выполненных работ по техническому обслуживанию и ремонту, модернизации дизеля и систем, отказам и замене оборудования, и ответственных элементов (форма представления информации см. приложения В, Г). Учитываются отступления от требований предприятия-изготовителя допущенные в процессе эксплуатации дизеля на АС.

Выполнить сравнение фактических данных по определяющим параметрам состояния элементов, наработки дизеля и его систем с данными технической документации предприятия-изготовителя (ТУ на поставку, инструкции по эксплуатации, чертежи).

Если значения определяющих параметров и наработки дизеля соответствуют значениям параметров, назначенному ресурсу до капитального ремонта, указанных в технической документации предприятия-изготовителя, комиссия принимает решение об работоспособном состоянии дизеля и возможности дальнейшей эксплуатации дизеля и его систем. Указываются условия дальнейшей эксплуатации дизеля и систем. В противном случае комиссией принимается решение о ремонте дизеля и его систем, или замене оборудования.

4.7.2 Оценка технического состояния электрического оборудования

Выполнить оценку фактического технического состояния электрического оборудования (генератора, возбудителя, электродвигатели, выключатели, распределительные устройства).

Оценка технического состояния электрооборудования производится по документации на проведенные ТОиР (за последние 10 лет), а также данных по проверке работоспособности (опробованиям), испытаниям и работе на требование за все время эксплуатации на АС. При оценке технического состояния электрооборудования учитываются условия эксплуатации этого оборудования на АС.

Оценка технического состояния электрооборудования производится на основании анализа данных:

- по наработке генератора, возбудителя, электродвигателей, для выключателей - количество циклов "включение-отключение" с начала эксплуатации;
- по эксплуатационным параметрам генератора (напряжение, сила тока, частота тока, температура металла статора);
- по значениям определяющих параметров состояния элементов генератора, возбудителя, электродвигателей (см. п. 4.4.3);
- по результатам осмотров и испытаний в соответствии с инструкциями по эксплуатации и "Объемами и нормами испытаний электрооборудования", РД 34.35-51.300-97;
- по износу элементов электрооборудования;
- по периодичности и режимам проверок работоспособности (опробований) и специальных испытаний (высоковольтных) генератора и другого электрического оборудования.

При анализе должны быть рассмотрены данные по периодичности и объемам выполненных работ по техническому обслуживанию и ремонту, модернизации электрического оборудования, отказам и замене оборудования, и ответственных деталей (форма представления информации см. приложения В, Г). Учитываются отступления от требований предприятия-изготовителя допущенные в процессе эксплуатации генератора на АС.

Выполнить сравнение фактических данных по определяющим параметрам состояния элементов, наработки электрооборудования с данными технической документации предприятия-изготовителя (ТУ на поставку, инструкции по эксплуатации, чертежи) и "Объемам и нормами испытаний электрооборудования", РД 34.35-51.300-97.

Если значения определяющих параметров и наработки электрооборудования соответствуют значениям параметров, назначенному ресурсу до капитального ремонта, указанных в технической документации предприятия-изготовителя, комиссия принимает решение об удовлетворительном (работоспособном) техническом состоянии генератора, возбудителя, электродвигателя и о продлении срока эксплуатации сверх указанного в ТУ на поставку. В противном случае комиссией принимается решение о ремонте электрооборудования или его замене. Объем работ определяется из фактического технического состояния электрооборудования.

4.7.3 Оценка технического состояния основных электрических элементов системы управления, защиты и сигнализации ДГУ

4.7.3.1 Возможность эксплуатации основных электрических аппаратов цепей управления, защиты и сигнализации, используемые в составе ДГУ, производится на основании результатов оценки их технического состояния, с одной стороны. С другой, - на основании разработки рекомендаций по техническому обслуживанию электрических аппаратов цепей управления, защиты и сигнализации ДГУ и присвоению этим рекомендациям ранг "обязательных" для исполнения обслуживающим персоналом АС.

При оценке технического состояния определяются показатели надежности и оценивается величина наработки аппаратов с учетом частоты коммутаций и условий эксплуатации.

4.7.3.2 Источниками исходной информации для оценки состояния аппаратуры являются: электрические схемы цепей, перечни комплектующих элементов, паспорта на аппаратуру, технические условия и результаты эксплуатации.

4.7.3.3. Определение ресурсных характеристик аппаратов и элементов.

Показатели ресурсных характеристик схемных элементов определяются по ГОСТ и ТУ на поставку, которые действовали в период разработки и изготовления электрических элементов (узлов), рассматриваемых ДГУ.

В качестве ресурсных характеристик используются:

$T_к$ - коммутационная износостойкость, циклы;

$T_м$ - механическая износостойкость, циклы;

$T_р$ - средний ресурс (циклы, часы);

$T_{сл}$- средний срок службы (годы).

Значения ресурсных характеристик аппаратов и элементов схем приведены в таблице 4.7.3.1.

Для релейно-контактных аппаратов (РКА) основным показателем, характеризующим надежность, является коммутационная износостойкость $T_к$. Для других элементов - средний ресурс или срок службы.

4.7.3.4. Расчет выработанного ресурса аппаратов и элементов.

Величина выработанного ресурса релейно-контактных аппаратов в общем случае зависит от многих факторов: термического воздействия, электрической нагрузки, воздействия окружающей среды и др. Однако главным фактором является частота коммутаций в единицу времени.

Выработанный ресурс $t_{вр}$ в зависимости от частоты коммутации определяется по формулам:

$$t_{вр} = T_р \times f_р$$

$$t_{вр} = N_п \times t_п \times f_р$$

$$t_{вр} = N_п \times M_п \ ,$$

где:

$T_р$ - количество отработанных часов с начала эксплуатации. Контролируется совместно с работой ДГУ;

$f_р$ - средняя рабочая частота коммутации (с.раб/ч). Регистрация $f_р$ осуществляется персоналом, обслуживающим РДЭС;

$N_п$ - число пусков ДГУ за период эксплуатации;

$t_п$ - среднее время работы ДГУ в течение одного пуска (ч).

Исходные данные для расчета:

а) Календарное время эксплуатации:

б) Количество запусков ДГУ:

Например: до 1984 - 1 пуск в месяц, с 1984 - 2 пуска в месяц .

в) Среднее время работы ДГУ за один запуск принимается с запасом $t_п$ = 5 ч (реально время работы колеблется от 30 до 40 мин.)

В качестве примера в таблице 3.7.3.2 приведены расчетные значения выработанного ресурса РКА при различных частотах коммутации. При расчете учтено увеличение выработанного ресурса за счет старения изоляции аппаратов, как в рабочем, так и в выключенном состоянии (пример составлен по РКА ДГУ типа 15Д100).

4.7.3.5. Оценка технического состояния прочих схемных элементов.

К прочим схемным элементам отнесены: полупроводниковые приборы (диоды, транзисторы), резисторы, электроизмерительные приборы.

Рекомендации по обеспечению работоспособности элементов, их замене и техническому обслуживанию приведены в таблице 4.7.3.3.

4.7.3.6 Рекомендации по эксплуатации систем управления, защиты и сигнализации ДГУ.

Для обеспечения нормальной эксплуатации элементов систем управления, защиты и сигнализации ДГУ на планируемый срок и обеспечения надежного их функционирования необходимо выполнение комплекса профилактических и ремонтных работ.

Работы должны включать:

- замену аппаратов, элементов и приборов, выработавших свой ресурс;

- чистку, регулировку, проверку электрической изоляции тех аппаратов, которые не выработали полностью ресурс;

- сокращение регламентного периода профилактического обслуживания в случаях, когда наработка на отказ менее указанной в ТУ (паспорте) на поставку.

Конкретные рекомендации для каждого схемного элемента (аппарата) приведены в таблицах 4.7.3.3 - 4.7.3.7 (на примере ДГУ типа 15Д10).

Следует отметить, что рекомендации не содержат конкретные типы заменяющих элементов в связи с возможными в настоящее время трудностями их приобретения. Выбор заменяющих элементов (аппаратов) следует производить по техническим условиям с учетом возможности поставок заводов-изготовителей.

4.7.3.7. Состав работ, проводимых в период ППР на датчиках, приборах, реле давления, температуры, частоты вращения ДГУ, в том числе:

Производится поверка и ремонт следующего КИП:

- Реле давления РКД-3;
- Реле температуры воды на выходе из ДГУ типа ТР-5М, 1РТВ, 2РТВ, 3РТВ, 6 ТСМ-100;
- Реле температуры масла на выходе из ДГУ. Тип реле ТР-5М, 1РТМ, 2РТМ, 3РТМ, 4РТМ, ТСМ-100;
- Милливольтметр МКД;
- Логометр Л-64;
- Манометрические термометры ТПП-2, контактные устройства ТСМ-100;
- Манометры показывающие;
- Проводится поверка электрических тахометров ДТ 3,5 и механических на ДГУ Выполняется ревизия реле частоты вращения и регулятора частоты вращения;
- Выполняется уплотнение первичных преобразователей, проверка и обновление в необходимых случаях маркировки и замена кабельных связей.

Производится проверка и ремонт следующего КИП:

- Реле давления РКД-3;
- Логометр Л-64 с ТС;
- Манометрические термометры ТПП-2;
- Манометрический термометр ТСМ-100;
- Манометры показывающие ОБМ-160, ЭКМ-1у;
- Замена кабеля на КВВГ-4х1,5.

После ремонта средства измерения по пп.4.7.3.4 - 4.7.3.7 предъявляются в поверку ВМС АЭС и принимаются в работу в соответствии с техническими требованиями.

4.7.3.8 На основе проводимого анализа делается оценка технического состояния основных электрических аппаратов и элементов цепей управления, защиты и сигнализации ДГУ с целью обеспечения их дальнейшей эксплуатации.

Если анализ показывает, что технический ресурс всех релейно-контактных аппаратов не выработан полностью и они с учетом профилактических мероприятий могут быть использованы в дальнейшем при условии своевременной замены аппаратов согласно таблиц 4.7.3.3 – 4.7.3.8, тогда делается вывод о возможности дальнейшей эксплуатации элементов систем управления, защиты и сигнализации ДГУ.

4.7.4 Оценка технического состояния ДГУ

По совокупности принятых решений о техническом состоянии составных частей ДГУ комиссия принимает решение о техническом состоянии ДГУ.

Техническое состояние ДГУ признается работоспособным если:

- фактическая наработка элементов составных частей ДГУ не превышает значения назначенных ресурсов, указанных в ТУ на поставку, инструкциях по эксплуатации предприятий-изготовителей, в нормативной документации;
- определяющие параметры технического состояния составных частей ДГУ соответствуют требованиям ТУ на поставку, инструкциям по эксплуатации предприятий-изготовителей;
- эксплуатационные параметры ДГУ соответствуют значениям, указанных в ТУ на поставку, инструкциях по эксплуатации предприятий-изготовителей.

В противном случае принимается решение о необходимости работ по техническому обслуживанию и ремонту или замене составных частей ДГУ.

Таблица 4.7.3.1

Ресурсные характеристики
основных элементов цепей управления дизель-генераторных установок
(применительно к ДГУ типа 15Д100)

Наименование и тип элемента	Ресурсные характеристики				Источник информации
	$T_к$	$T_м$	$T_{рес}$	$T_{сл}$	
1	2	3	4	5	6
1. Реле указательное РУ-21	1250 цикл	5000 цикл	5000 цикл	-	ГОСТ 1152-75 ТУ 16-523.465-79
2. Реле промежуточные РП-23 РП-24 РП-25 РП-11 РП-41	$1,0x10^4$ цикл	$1 x10^5$ цикл	$1 x10^4$ цикл	не менее 12 лет	ГОСТ 1152-75 ТУ 16-523.483-74
3. Реле напряжения: РН-50 РН-53 РН-54	1250 цикл	1,25x10 цикл	-	-	ГОСТ 3699-75 ТУ 16-523.599-77 ТУ 16-523. 156-75
4. Реле времени: ЭВ-124 ЭВ-133 ЭВ-132 ЭВ-134	1250 цикл	$5x10^3$ цикл	$5x10^3$ цикл	не менее 12 лет	ГОСТ 22557-77 ТУ 16-523.557-78 ТУ 16-523. 486-75
5. Реле напряжения обратной последовательности РНФ-1М Е-40 РНТ-565	5000 цикл	$5x10^4$ цикл	-	-	ГОСТ 1152-75 ТУ 16-523. 154-75
6. Реле тока РТ-40 РНТ-565	800 цикл	$8x10^3$ цикл	-	-	ГОСТ 3698-75 ТУ 16-523. 468-78
7. Реле тока дифференциальное ДЗТ-11	800 цикл	8x10 цикл	-	-	ГОСТ 3698-75
8.Реле промежуточные РП-251 РП-252 РП-232 РП-352 РЭВ-882	$0,2x10^4$ цикл	$1x10^5$ цикл			ГОСТ 1152-75 ТУ 16-523. 483-78 ТУ 16-523. 078-70 ТУ 16-523. 483-78 ТУ 16-523. 078-70
9. Реле разности частот ИРЧ-0,1 А	1250 цикл	$1,15x10^4$ цикл	-	-	ТУ 16-523. 015-70

1	2	3	4	5	6
10. Контактор возбуждения КТ 605113	$1x10^6$ цикл	$1,25x10^7$ цикл	$2,86x10^5$ цикл	-	ГОСТ 11206-70 ТУ 16-524.072-71
11. Контактор форсировки КПД-111,630 А КПД-111Е КПД-121Е КП-1	$0,5x10^5$ цикл	$1,0x10^6$ цикл	-	-	ГОСТ 11206-70 ТУ 16-524.081-72
12. Пускатель ПМЕ-211	$2,5x10^5$ цикл	$2,5x10^6$ цикл	$20x10^5$ цикл	12 лет	ГОСТ 2491-72 ТУ 16-536. 281-78
13. Выключатели автоматические АП-50 АП-25 А 3161,А 3162, А 3182	$0,7x10^5$ цикл $0,2x10^5$ цикл	$3,12x10^5$ цикл $2,0x10^5$ цикл	$0,5x10^5$ цикл $0,1x10^5$ цикл	-	ТУ 16-522. 066-75 ТУ 16-526. 010-73
14. Кнопка управления К 03 КЕ-011	$2,5x10^5$ цикл	$2,5x10^6$ цикл	$1,25x10^6$ цикл	-	ГОСТ 2492-77 ТУ 16-523. 313-77 ТУ 16-526. 054-78
15. Выключатель пакетный ПВ2-10	$0,5x10^6$ цикл	$1x10^6$ цикл	-	-	ГОСТ 16708-77 ТУ 16-526. 236-71
16. Переключатель ПМОФ-45	$2,0x10^5$ цикл	$8,0x10^5$ цикл	-	-	ГОСТ 16708-77 ТУ 16-524. 074-75
17. Рубильник Р-20	50 цикл	$1,6x10^4$ цикл	-	-	ГОСТ 12434-73 ТУ 16-525. 005-74
18. Электроизмерительные приборы: вольтметр Э-377	-	-	$2,5x10^4$ ч	12 лет	ГОСТ 8711-78 ГОСТ 15182-70 ТУ 25-04.
амперметр Э-377, М-305	-	-		-"-	3720-79
ваттметр Д-312, Д-335	-	-	-"-	-"-	-- " --
фазометр Д-300	-	-	- -	-"-	-- " --
частотомер Э-372	-	-	-"- -"-	-"-	ГОСТ 8039-76 ГОСТ 8470-72
19. Трансформаторы напряжения: НОМ-6, НТМИ-6 тока: ТВЛМ-10, ТК-120			$5,0x10^4$	не менее 15 лет	ГОСТ 1983-77
20. Ключ управления МКВ-22	$1x10^4$ цикл	$2x10^6$ цикл	-	-	ТУ 16-524. 048-76

1	2	3	4	5	6
21. Сопротивление ПЭ-50	-	-	$4{,}0x10^4$	20 лет	МРТУ 11. ОЖО. 467. 514 ТУ
22. Провод ПР	-	-	-	25 лет	ГОСТ 26445-85 ТУ 16-705. 456-87
23. Вентили (диоды) кремниевые ВЛ-25 селеновые ВЛ-56				15 лет 10 лет	ГОСТ 10662-69 ТУ 16-529.765-73
24. Транзисторы П 210			$0{,}5x10^6$ ч	15 лет	ГОСТ 10662-69
25. Шунт				не мене12 лет	
26. Арматура сигнальных ламп АС-220 АСКМ-4				не менее 12 лет	ГОСТ 10264-76 ТУ 16-545.152-77

Таблица 4.7.3.2.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ВЫРАБОТАННОГО $T_{вр}$ И ОСТАТОЧНОГО $T_{ор}$ РЕСУРСА РКА С УЧЕТОМ ПРОРЦЕССОВ СТАРЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ КАТУШЕК
(применительно к ДГУ типа 15Д100)

Наименование аппарата	Норма-тивный ресурс, $t_{пр}$ (цикл)	Граничная частота коммута-ции, $f_г$(сраб/ч)	Рабочая частота коммута-ции, $f_р$(сраб/ч)	Ресурс аппарата	
				Выработан ный, $t_{вр}$	Остаточный $t_{ор}$
1. Реле указательное РУ-21	5000	2,37	0,5 1,0 3,0	1056 2112 6336	3944 2888 0
2. Реле промежуточные РП-23, РП-24, РП-25, РП-11, РП-41.	10000	4,37	1,0 3,0 5,0	2112 6336 10560	7888 3664 0
3. Реле напряжения РН-50,РН-53,РН-54	1250	0,59	0,125 0,25 0,5 0,7	264 528 1056 1478	986 722 194 0
4. Реле времени ЭВ-124,ЭВ-133, ЭВ-132,ЭВ-134	5000	2.37	0,5 1,0 3,0	1056 2112 6336	3944 2888 0
5. Реле напряжения обратной последовательности РНФ-1М, Е-40, РНТ-565	5000	2,37	1,0 3,0 5,0	2112 6336 10560	7888 3664 0
6. Реле тока РТ-40, РНТ-565	800	0,38	0,125 0,25 0,50	264 528 1056	536 272 0
7. Реле тока дифференциальное ДЗТ-11	800	0,38	0,125 0,250 0,50	264 528 1056	536 272 0
8. Реле промежуточные РП-215,РП- 252 РЭВ-816, РЭВ-882	2000	0,95	0,25 0,5 0,7 1,0	528 1056 1478 2112	1472 944 522 0
9. Реле промежуточные РП-232, РП-352	5000	2,37	1,0 2,0 3,0	2112 4224 6336	2888 776 0

Наименование аппарата	Норма-тивный ресурс, $t_{пр}$ (цикл)	Граничная частота коммута-ции, $f_г$(сраб/ч)	Рабочая частота коммута-ции, $f_р$(сраб/ч)	Ресурс аппарата	
				Выработан ный, $t_{вр}$	Остаточный $t_{ор}$
10.Реле разности частот ИРЧ-0,1А	1250	0,59	0,125 0,25 0,50 0,7	264 528 1056 1478	986 722 194 0
11.Контактор КТ605113	286000	135	10 30 60 120 140	21120 63360 126720 253440 295680	264880 222640 159280 32560 0
12.Контактор КПД-111,КПД-121, КП-1.	50000	23,7	10, 20 30	21120 42240 63360	28880 7760 0
13.Пускатель ПМЕ-211	$2,5x10^5$	118,3	30 60 120	63360 126720 253440	1866401232 80 0
14.Выключатели автоматические АП-25, АП-50	$0,5x10^5$	23,7	1,0 5,0 10,0 20,0	2112 10560 21120 42240	47888 39440 288807760
15.Выключатели автоматические А3161,А3162,А3182	70000	33,0	10 20 30 33	21120 42240 63360 70000	48880 27760 6640 0
16.Кнопки К03, КЕ-011	$2,5x10^5$	118,3	10 30 60 120	21120 63360 126720 253440	228880 186640 123280 0
17.Выключатель пакетный ПВ2-10	500000	236	1 10 50 250	2112 21120 105600 528000	497888 478880 105600 0
18.Переключатель ПМОФ-45	200000	95	10 30 60 90 100	21120 63360 126720 190080 211200	178880 136640 73280 9920 0

Наименование аппарата	Норма-тивный ресурс, $t_{вр}$ (цикл)	Граничная частота коммута-ции, $f_г$(сраб/ч)	Рабочая частота коммута-ции, $f_р$(сраб/ч)	Ресурс аппарата	
				Выработан ный, $t_{вр}$	Остаточный $t_{ор}$
19.Рубильник Р-20	50 (под током)	0,02	0,125	264	0
			1	2112	13888
	16000 (без тока)	7,6	5	10560	5440
			10	21120	0
20.Ключ управления МКВ-22	$1x10^4$	4,73	1,0	2112	7888
			3,0	6336	3664
			5,0	10560	0

Примечание: Под граничной частотой $f_г$ понимается частота коммутации РКА, при которой в течение заданного периода эксплуатации полностью вырабатывается ресурс.

Таблица 4.7.3.3

Дизель-генераторная установка. Цепи защиты.
(применительно к ДГУ типа 15Д100, схема 2889-Э, лист 1)

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Место установки	Технические характеристики	Рекомендации по обеспечению надежности
1. Реле промежуточное	РП-24	1РП,2РП	-"-	= 220 В	При частоте fр< 5 сраб/ч могут быть использованы, при большей частоте – замена
2. Реле указательное	РУ-21	1РУ,2РУ	-"-	0,015 А	При частоте fр< 3 сраб/ч могут использоваться, при большей частоте – замена
3. Реле промежуточное	РП-23	3РП	-"-	= 220 В	Замена при fр> 5 сраб/ч
4. Реле времени	ЭВ-124	2РВ	-"-	= 220 В	Замена при fр>3 сраб/ч
5. Реле времени	ЭВ-133	1РВВ,3РВ	-"-	= 220 В	- " -
6. Реле напряжения	РН-53/60Д	3РН	-"-	(15 - 60) В	Замена при fр> 0,5 сраб/ч
7. Реле напряжения	РН-54/100	2РН	-"-	(40 - 160)В	- " -
8. Фильтр реле напряжения обратной последовательности	РНФ-1М	ФНОП	-"-	-	Замена при fр>3,0 сраб/ч
9. Рубильник	Р-20	Р	-"-	-	Профилактика (чистка)
10.Реле тока	РТ-40/6	1РТ - 4РТ	-"-	(1,5-6,0) А	Замена при fр>0,25 сраб/ч
11.Автоматический выключатель	АП-50-3М	АВ	-"-	I н.р.=2,5 А	Профилактика (чистка контактов, проверка срабатывания)
12.Реле тока дифференциальное	ДЗТ-11/3	1РНТ - 3РНТ	-"-	-	Замена при fр>0,25 сраб/ч
13.Кнопка	К03	1К	-"-	-	Чистка контактов, регулировка
14.Вольтметр	Э-377	V	-"-	(0 - 100) В	Замена
15.Трансформатор	НТМИ-6	1ТН	Ячейка тр-ра напряжения НТМИ в дизельной	(6000-100)В	Проверка изоляции

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Место установки	Технические характеристики	Рекомендации по обеспечению надежности
16.Арматура сигнальной лампы	АС-220	1ЛС	-"-	220 В	Профилактика
17.Автоматический выключатель	АП-25-3М	1АВН	-"-	Iр.н.=2,5 А	Профилактика (чистка контактов, проверка срабатывания)
18.Трансформатор напряжения	НОМ-6	2ТН	Ячейка тр-ра напря жения НОМ-6 в дизельной -	(60000-100)В	Проверка изоляции
19.Арматура сигнальной лампы	АС-220	2ЛС	-"-	220 В	Профилактика
20.Автоматический выключатель	АП-25-3М	2АВН	-"-	Iр.н.=2,5 А	Профилактика (чистка контактов, проверка срабатывания)
21.Арматура сигнальной лампы	АС- 220	ЛС	Панель защиты	220 В	Профилактика
22.Лампа сигнальная	СЦ-21		-"-	110 В, 8 Вт	Замена

Таблица 4.7.3.4

Дизель-генераторная установка. Цепи управления АВР и сигнализации выключателями и АГП
(применительно к ДГУ типа 15Д100, схема 2898-Э, лист 2)

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Место установки	Технические характеристики	Рекомендации по обеспечению надежности
1. Реле промежуточное	РП - 232	РБН	Шкаф выклю-чателя КРУ-6кВ	- 220 В	При частоте fр<2 сраб/ч – может использоваться
2. Реле указательное	РУ - 21	РУ	-"-	- 220 В	При частоте fр>3 сраб/ч – замена
3. Реле двухпозиционное	РП - 352	РФ	-"-	- 220 В	При частоте fр>2 сраб/ч – замена

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Место установки	Технические характеристики	Рекомендации по обеспечению надежности
4. Реле промежуточное	РП - 252	РПО, РПВ	-"-	- 220 В	При частоте fр>2 сраб/ч – замена
5. Арматура сигнальной лампы	АС - 220	ЛС	-"-	-	Профилактика
6. Выключатель пакетный	ПБ2-10	ПК	-"-	- 220 В	Профилактика
7. Сопротивление	ПЭ - 50	3с - 4с	-"-	4500 Ом	Замена
8. Сопротивление	ПЭ - 50	1с-2с,5с	-"-	1000 Ом	Замена
9. Автоматический выключатель	АП50 - 2М	2 АВ	-"-	$I_{нр}$= 25 А	Профилактика (чистка контактов, регулировка, проверка срабатывания)
10. Автоматический выключатель	АП50 - 2М	1 АВ	-"-	$I_{нр}$= 2,5 А	Профилактика (чистка контактов, регулировка, проверка срабатывания)
11. Реле промежуточное	РП-251	2РП – 3РП	Дизельная, панель защиты	- 220 В	При частоте fр>2 сраб/ч – замена
12. Реле промежуточное	РП - 252	4РП – 6РП	-"-	- 220 В	- " -
13. Реле промежуточное	РП - 23	1РП	-"-	- 220 В	Замена при fр>5 сраб/ч
14. Реле промежуточное	РП - 23	РБП	Дизельная, панель ПМЛ	- 220 В	Замена при fр>5 сраб/ч
15. Контактор возбуждения	КТ 605113	М	7801-52Е2	630 А	При частоте fр.<120 сраб/ч, может использоваться
16. Контактор форсировки	КПД - 111	Ф	-"-	-	Профилактика
17. Арматура сигнальной лампы	АС - 220	ЛК1	-"-	-	Профилактика
18. Реле разности частот	ИРЧ-0,1 А	РЧ	-"-	100 В	При fр>5 сраб/ч - замена
19. Реле промежуточное	РП-23	2РПН, РКН	-"-	- 220 В	При fр>5 сраб/ч - замена
20. Реле промежуточное	РП-23	КА,РП,РБ, 1РПН	-"-	- 220 В	- " -
21. Реле напряжения	РН - 54/160	РН	-"-	(100-200) В	При fр<0,5 сраб/ч, может использоваться

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Место установки	Технические характеристики	Рекомендации по обеспечению надежности
22. Автоматический выключатель	А-3161	3АВ1	-"-	220 В,15А	Профилактика, регулировка, чистка контактов
23. Автоматический выключатель	АП50 -3М	3АП	Дизельная Щит управления дизелем	Iн.р.= 2,5 А	- " -
24. Кнопка управления	-	8КУ	-"-	-	Профилактика (чистка контактов)
25. Переключатель	УП – 5317. К 435	5УП	-"-	-	- " -
26. Шунт		Ш	-"-	500 А, 75 Мв	Профилактика
27. Амперметр	М - 305	4А	-"-	0 – 5000 А	Замена либо метрологическая проверка
28. Амперметр	Э - 377	3А	-"-	$К_{тт}$=300/5	- " -
29. Частотомер	Э - 372	М2	-"-	Ктн.=600/100	- " -
30. Фазометр	Д -300	У	-""-	-	- " -
31. Ваттметр	Д -335	3W	-"-	-	- " -
32. Переключатель	ПМОФ-45-111222/ІД26	ПВ	-"-	-	Профилактика, чистка контактов
33. Переключатель	ПМОФ-45-222222/ІД15	ПА	-"-	-	- " -
34. Лампа коммутаторная	КМ-5	-	БЩУ, пульт панель ПЭ-3	60 В	Замена
35. Арматура коммутаторной лампы	ЛСКМ-4	2ЛК, 2ЛЗ	-"-	-	Профилактика

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Место установки	Технические характеристики	Рекомендации по обеспечению надежности
36. Ключ управления	НКВ-22/МХ1	2КУ	-"-	-	Чистка контактов, регулировка
37.Переключатель режимов	ПМОФ-45-222222/ЦД15	ПР	БЩУ, пульт-панель ПЭ-2	-	- " -
38. Лампа коммутаторная	КМ-5		-"-	-	Замена
39. Арматура коммутаторной лампы	ЛКСМ-9	1ЛК, 1Л3	-"-	-	Профилактика
40. Ключ управления	НКВ-22/МХ1	1 КУ	-"-	-	Чистка контактов, регулировка
41. Амперметр	Э-377	2 А	БЩУ, панель Э-3	-	Замена либо метрологическая проверка
42. Ваттметр	Д-312	2 W	-"-	-	- " -
43. Амперметр	Э-377	1 А	панель Э-2	$К_{тт}$=300/5	- " -
44. Ваттметр	Д-312	1 W	-"-	$К_{нт}$=6000/100	- " -

Таблица 4.7.3.5

ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА. ЦЕПИ ТОКА, НАПРЯЖЕНИЯ И ЗАЩИТЫ
(применительно к ДГУ типа 15Д100, схема 2899-Э, лист 1)

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Место установки	Технические характеристики	Рекомендации по обеспечению надежности
1. Реле токовое дифференциальное	ДЗТ-11/3	1РНТ-3РНТ	Дизельная, панель защиты генератора	-	При частоте fp>0,25 сраб/ч - замена
2. Реле токовое	РТ-40/6	1РТ-4РТ	-"-	(1,5-6,0) А	При частоте fp<0,25 сраб/ч, может использоваться
3. Реле промежуточное	РП-24	1РП, 2РП,	-"-	= 220 В	При fp>5 сраб/ч – замена
4. Реле промежуточное	РП-23	3РП, 4РП	-"-	= 220 В	- " -
5. Реле времени	ЭВ-133	1РВ, 3РВ	-"-	= 220 В	При fp<1 сраб/ч - может использоваться
6. Реле времени	ЭВ -124	2РВ	-"-	= 220 В	- " -
7. Реле напряжения	РН-54/160	2РН	-"-	(40-160) В	При fp<5 сраб/ч, может использоваться
8. Реле напряжения	РН-50/60	3РН	-"-	(15-600) В	- " -
9. Фильтр реле напряжения обратной последовательности	РНФ-1М	ФНОП	-"-	-	- " -
10. Реле указательное	РУ-21/0,015	1РУ, 2РУ	-"-	0,015 А	При fp<2 сраб/ч, может использоваться
11. Накладка контакторная	НКР-3	1УО -3УО	-"-	-	Профилактика
12. Вольтметр	Э-377	V	-"-	(0 – 100) В	Замена
13. Кнопка	КОЗ	1К	-"-	-	Профилактика, чистка контактов
14. Арматура сигнальной лампы	АС-220	ЛС	-"-	-	Профилактика
15. Лампа сигнальная	РНЩ		-"-	100 Вт,220В	Замена
16. Реле указательное	РУ-21/220	3РУ, 4РУ	-"-	= 220 В	При fp<2 сраб/ч, может использоваться

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Место установки	Технические характеристики	Рекомендации по обеспечению надежности
17. Рубильник	Р-20	Р	-"-	-	Профилактика, чистка
18. Автоматический выключатель	АП-25-2М	1 АВН	Дизельная, ячейка КРУ-6кв	$I_{нр}$=2,5 А	Профилактика, регулировка, проверка срабатывания
19. Арматура сигнальной лампы	АС-220	2 ЛС	-"-	-	Профилактика
20. Лампа сигнальная	РНЦ		-"-	10 Вт,220 В	Замена

Таблица 4.7.3.6

ДИЗЕЛЬ-ГЕННЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА.
ЦЕПИ УПРАВЛЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕМ И АГП
(применительно к ДГУ типа 15Д100, схема 2899-Э, лист 2)

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Место установки	Технические характеристики	Рекомендации по обеспечению надежности
1. Реле указательное	РУ-21/220	РУ	Шкаф КРУ-6 кВ, выкл."В"	=220 В	При fр<2 сраб/ч, может использоваться
2. Реле промежуточное двухпозиционное	РП-352	РФ	-"-	=220 В	При fр<2 сраб/ч, может использоваться
3. Реле промежуточное	РП-23	АКО,РКВ	-"-	=220 В	При fр<3 сраб/ч, может использоваться
4. Реле промежуточное	РП-252	РПО,РПВ	-"-	=220 В	При fр<2 сраб/ч, может использоваться
5. Электромагнитный замок		ЭВШ	-"-	-	Профилактика, чистка
6. Блок контакты	ВПК-4141	ВШ	-"-	-	- " -
7. Арматура сигнальной лампы	АС-220	ЛС	-"-	-	Профилактика
8. Выключатель пакетный	ПВ-2-10	ПК	-"-	220 В, 10 А	Профилактика, чистка

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Место установки	Технические характеристики	Рекомендации по обеспечению надежности
9. Сопротивление	ПЭ-50	1С - 5С	-"-	1000 Ом(3шт) 4500 Ом(2шт)	Замена
10. Автоматический выключатель	АП-50-2М АП-50-2М	1АВ 2АВ	-"- -"-	$I_{нр}$ = 2,5 А $I_{нр}$ = 25 А	Профилактика, чистка, регулировка
ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА					
1. Переключатели:	ПМОФ-45-222777/Д15 ПМОФ-45-111222/І-Д86	ПА ПВ	Щит управления ШЭС-900202-А2 -"-	- -	Профилактика, чистка контактов, регулировка - " -
2. Ваттметр	Д-335	2W	-"-	Ктн.=6000/100	Замена либо метрологическая проверка
3. Фазометр	Д-300	Y	-"-	$К_{тт}$=300/5	- " -
4. Частотомер	Э-372	HZ	-"-	$К_{тн}$=6000/100	- " -
5. Амперметр	Э-377	2А	-"-	$К_{тт}$=300/5	- " -
6. Амперметр	М-305	3А	-"-	О – 500 А	- " -
7. Шунт	-	Ш	-"-	300А, 75 мВ	- " -
8. Переключатель	УП 5317-К485	6УП	-"-	-	Профилактика, регулировка, чистка контактов
9. Кнопка		8КУ,8КУ1	-"-	-	- " -
10. Автоматический выключатель	АП-50-3МТ	3АП	-"-	Iнр.= 2,5 А	Профилактика, чистка контактов, регулировка, проверка срабатывания
11. Автоматический выключатель	А-3162	АВ1	АГП	15А, 220 В	- " -
12. Реле напряжения	РН-54/160	РН	-"-	(100-200) В	При fр<0,5 сраб/ч, может использоваться

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Место установки	Технические характеристики	Рекомендации по обеспечению надежности
13. Реле промежуточное	РП-23	КП, РП, РБ, 1РПН, 2РПН, РКН	-"-	= 220 В	При fр<3 сраб/ч, может использоваться
14. Реле разности частот	ИРЧ-0,1А	РЧ	-"-	100 В	При fр>5 сраб/ч - замена, при меньшей, может использоваться
15. Арматура сигнальной лампы	АС-220	ЛК1	-"-	-	Профилактика
БЩУ					
1. Переключатель блокировки	ПМОФ-111111/П-Д42	ПБ	Пульт-панель ПЭ-3 - (ПЭ-2)	-	Профилактика
2. Лампа коммутаторная	КМ-5		-"-	60 В	Замена
3. Арматура коммутаторной лампы	АСКМ-4	ЛК, ЛЗ	-"-	-	Профилактика, чистка, регулировка
4. Ключ управления	МКВ-22/МХI	КУ	-"-	-	
5. Амперметр	Э-377	1А	П.ЭЗ(Э2)	$К_{тт}$=300/5	Замена, либо метрологическая проверка
6. Ваттметр	Д-312	1W	-"-	Ктн.=6000/100	- " -

Таблица 4.7.3.7

ДИЗЕЛЬ - ГЕНЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА.
СХЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ И АРВ
(применительно к ДГУ типа 15Д100, схема 2899-Э, лист 3)

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Место установки	Технические характеристики	Рекомендации по обеспечению надежности
1. Диоды	ВЛ-25	В5, В6	Регулятор возбуждения ПВДГ-1	-	Замена
2. Диоды селеновые	-	В1, В4	-"-	-	Замена
3. Реостат шунтовый		РВМ	Цепь возбуждения генератора	-	Чистка, регулировка
4. Переключатель универсальный	УП5317-К485	6УП	-"-	-	Чистка, регулировка
5. Выключатель	АП-50-3МТ	2АВН	-"-	$I_{пр}$= 6А	чистка контактов, регулировка, проверка срабатывания
6. Транзисторы	П210	Т1 - Т6	Блок БИ	-	Замена

Таблица 4.7.3.8

СХЕМА ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ МЕХАНИЗМОВ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ
(применительно к ДГУ типа 15Д100, схема 2899-Э, лист 6)

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Место установки	Технические характеристики	Рекомендации по обеспечению надежности
1. Рубильник	Р-20	Р	Силовая сборка 380/220В блок 12	20 А, 250 В	Чистка, регулировка
2. Пускатель	ПМЕ-211	ПМ	-"-	220 В	При fр<60 сраб/ч, может использоваться, чистка контактов
3. Автоматический выключатель	АП-50-3МТ	АВ	-"-	$I_{яр}$=10 А	Чистка, регулировка, проверка срабатывания
НАСОС ПРОГРЕВА ДИЗЕЛЯ ВОДОЙ					
1. Реле промежуточное	РП-25	1РП, 2РП	Панель защиты ДГ	=220 В	При fр<3 сраб/ч, может использоваться
2. Переключатель	УП-5311 Ж-225	4УП	Щит управления дизелем	-	Чистка контактов, регулировка
3. Кнопка	КЕ-011	4КУ	-"-	-	- " -
4. Рубильник	Р-20	Р	Силовая сборка380/220 В, блок 12	20 А, 250 В	Чистка, регулировка
5. Пускатель	ПМЕ-211	ПМ	-"-	Катушка 220 В	При fр< 60 сраб/ч, может использоваться, чистка, регулировка
6. Автоматический выключатель	АП-50-3МТ	АВ	-"-	$I_{пр}$= 6,4 А	

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Место установки	Технические характеристики	Рекомендации по обеспечению надежности
НАСОС ЦИРКУЛЯЦИИ МАСЛА					
1. Рубильник	Р-20	Р	Силовая сборка 380/220В	20А,250В	Чистка, регулировка
2. Пускатель	ПМЕ-211	ПМ	-"-	220 В	При fр<60 в ч, может использоваться, чистка, регулировка
3. Автоматический выключатель	АП-50-3МТ	АВ	-"-	$I_{нр}$=25 А	Чистка, регулировка, проверка срабатывания
ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЬ 1(2,3,4) РАСШИРИТЕЛЬНОГО БАКА					
1. Рубильник	Р-20	Р	Силовая сборка 380/220 В блок 12	20 А, 250 В	Чистка, регулировка
2. Пускатель	ПМЕ-211	ПМ	-"-	220 В	При fр<60 сраб/ч, может использоваться, чистка, регулировка
3. Автоматический выключатель	АП-50-3МТ	АВ	-"-	$I_{нр}$=25 А	Чистка, регулировка, проверка срабатывания

5 Оценка остаточного ресурса ДГУ

5.1 Оценка остаточного ресурса ДГУ основывается на фактическом техническом состоянии составных частей ДГУ и фактической выработки назначенного ресурса (п. 4.6).

5.2 При оценке остаточного ресурса установить модель предполагаемой эксплуатации ДГУ на период продления срока службы. В качестве модели принять эксплуатацию ДГУ за предыдущие 10 лет или установить другую модель на основе предполагаемых условий и режимов дальнейшей эксплуатации.

5.3 Оценка остаточного ресурса составных частей ДГУ производится сравнением полученных значений выработанного ресурса составных частей ДГУ с назначенным ресурсом, указанным в технической документации предприятия-изготовителя (ТУ на поставку, инструкции по эксплуатации).

5.4 В случае если составные части ДГУ, определяющие надежность и остаточный ресурс на продлеваемый период, не вырабатывают назначенный ресурс, указанный в технической документации, то работоспособность ДГУ на период продления срока службы обеспечен.

5.5 По результатам оценки технического состояния и остаточного ресурса составных частей и ДГУ в целом (п. 4.7) комиссия принимает и оформляет решение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации установки.

В решении приводятся рекомендации по режимам эксплуатации, выполнению необходимого технического обслуживания и ремонта или замене элементов составных частей ДГУ. Устанавливается срок последующей оценки технического состояния, остаточного ресурса, технического обслуживания и ремонта или замены элементов или ДГУ в целом.

5.6 Решение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации ДГУ утверждается Главным инженером АЭС и является неотъемлемой частью формуляра/паспорта дизеля и генератора.

5.7 Рекомендуемая форма решения о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации ДГУ приведена в приложении Ж.

5.8 Пример оценки технического состояния и остаточного ресурса ДГУ приведен в приложении З.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ-88/97), ПНАЭГ-01-011-97.

2. Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций (ОПЭАС-98), Минатом РФ, 1998

3. Автоматизированные дизель-электрические типов 15Д100, ДГ-4000, АСД-5600, 12ZV40/48 + S2445-12. Технические описания. Инструкции по эксплуатации.

4. Технические условия на поставку ДГУ: ТУ3-904-75, ТУ24-6-353-77, ТУ24.06.407-84.

5. Технические условия ТУ 16-512.307-72. Генераторы синхронные типов СГДС 15-30-8, СГДС 15-54-8, СГДС 15-74-8, СГДС 15-94-8.

6. Генератор синхронный трехфазный типа СГДС 15-54-8. Техническое описание и инструкция по эксплуатации ОБС.460.193.

7. ГОСТ 10448-80 "Дизели судовые, тепловозные и промышленные. Приемка. Методы испытаний".

8. Объем и нормы испытаний электрооборудования, РД 34.45-51.300-97, издание шестое, Москва ЭНАС, 1998.

9. Руководство по техническому обслуживанию резервных дизель-электрических станций АС. Москва, 1988.

10. Y. Reyraud "De la Fiabibte a la maintenance des Groupes de Secours dans les centrales Nucleaires Entropie", т.22, N 128, 1986.

11. Михалин Г.И. Эксплуатация дизельных электрических станций. Москва, 1968.

12. Грудинский П.Г., Мандрыкин С.А., Улицкий М.С. Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций. Москва, Энергия, 1974.

13. Правила технической эксплуатации дизельных электростанций Минкомхоза, Стройиздат, 1966.

14. Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях. Москва, СПО Союзтехэнерго, 1983.

15. Ястребенецкий М.А., Соляник Б.А. Определение надежности аппаратуры промышленной автоматики в условиях эксплуатации. - Энергия, Москва, 1968.

16. Дулин В.А. Методы исследования надежности низковольтных аппаратов Энергия, Москва, 1970.

17. Рипс Я.А., Савельев Б.А. Анализ и расчет надежности систем управления электроприводами. Энергия, Москва, 1974.

18. Отчет НИР "Анализ технической эксплуатации и обоснование технического обслуживания и ремонта РДЭС атомных станций", ВНИИАЭС, инв. № ОЭ-2577/88.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А
(обязательное)

СВЕДЕНИЯ ОБ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКЕ

(указать станционное обозначение)

№№ п/п	Наименование	Данные
1.	АЭС	
2.	Номер энергоблока	
3.	Цех-владелец	
4.	Система	
5.	Станционное обозначение	
6.	Номер помещения (й)	
7.	Класс по ОПБ- 88/97	
8.	Группа по ПН АЭ Г-7-008-89	
9.	Предприятие-изготовитель	
10.	Техническое условие на поставку	
11.	Дата ввода в эксплуатацию	
12.	Марка ДГУ	
13.	Полная мощность на выходных клеммах генератора при условиях ГОСТ 4393, кВт	
14.	Номинальная частота вращения вала дизель-генератора при 50% полной мощности, $с^{-1}$ (об/мин)	
15.	Номинальное напряжение, В	
16.	Номинальная частота тока, Гц	
17.	Род тока	
18.	Время необслуживаемой работы, ч	
19.	Показатели надежности:	
19.1.	Наработка на отказ, ч	
19.2.	Назначенный ресурс до переборки (осмотр цилиндро-поршневой группы), ч	
19.3.	Назначенный ресурс до капитального ремонта, ч:	
19.4.	Назначенный срок службы, годы	
19.5.	Коэффициент оперативной готовности	
20.	Среднее время восстановления, ч	
21.	Критерии отказов	
22.	Критерии предельных состояний	
23.	Условия эксплуатации	

СВЕДЕНИЯ О ДИЗЕЛЕ

№№ п/п	Наименование	Данные
1.	Предприятие-изготовитель	
2.	Техническое условие на поставку	
3.	Условное обозначение предприятия-изготовителя (марка)	
4.	Обозначение по ГОСТ 4393	
5.	Тип	
6.	Полная мощность на фланце отбора мощности при условиях ГОСТ 4393, кВт (л.с.)	
7.	Номинальная частота вращения при 50% полной мощности, $с^{-1}$ (об/мин): коленчатого вала фланца отбора мощности	
8.	Время запуска (время от момента подачи команды на запуск до готовности принятия нагрузки), с	
9.	Показатели надежности:	
9.1.	Наработка на отказ, ч	
9.2.	Назначенный ресурс до переборки (осмотр цилиндро-поршневой группы), ч	
9.3.	Назначенный ресурс до капитального ремонта, ч:	
9.4.	Время необслуживаемой работы, ч	
9.5.	Назначенный срок службы, годы	
10.	Ресурс турбокомпрессора, ч	
11.	Вид топлива	

СВЕДЕНИЯ О ГЕНЕРАТОРЕ И ВОЗБУДИТЕЛЕ

№№ п/п	Наименование	Данные
Генератор		
1.	Предприятие-изготовитель	
2.	Техническое условие на поставку	
3.	Обозначение	
4.	Тип	
5.	Номинальная мощность при 40°С	
6.	Номинальная частота вращения, $с^{-1}$ (об/мин)	
7.	Номинальное напряжение, В	
8.	Номинальная частота тока, Гц	
9.	Сила тока статора, А	
10.	Коэффициент мощности (cos φ)	
11.	Исполнение изоляции обмоток	
12.	Данные возбуждения: сила тока, А напряжение, В	
13.	Показатели надежности	
Возбудитель генератора *		
1.	Марка	
2.	Тип	
3.	Мощность, кВт	
4.	Напряжение, В	
5.	Частота вращения, $с^{-1}$ (об/мин.)	

* Примечание:
не заполняется для ДГУ с бесщеточной системой возбуждения.

Приложение **Б**
(рекомендуемое)

ДАННЫЕ ПО НАРАБОТКЕ, КОЛИЧЕСТВУ ПУСКОВ И ПЕРИОДИЧЕСКИМ ИСПЫТАНИЯМ (ОПРОБОВАНИЯМ) ДГУ

Станционное обозначение ДГУ	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Наработка и количество пусков ДГУ с начала эксплуатации			Объемы и периодичность испытаний (опробований)
			на холостом ходу, ч	под нагрузкой, ч	количество пусков	

Приложение В
(рекомендуемое)

ДАННЫЕ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ И РЕМОНТУ ДГУ
(за последние 10 лет)

Станционное обозначение	Дата проведения ТОиР	Вид ТОиР	Детали, узлы и оборудование, замененные при ТОиР	Документы на основании которых выполнялось ТОиР	Примечание

Приложение Г
(рекомендуемое)

СВЕДЕНИЯ ОБ ОТКАЗАХ И ПОВРЕЖДЕНИЯХ ДГУ

№№ п/п	Станционное обозначение ДГУ	Дата отказа, повреждения	Краткое описание отказа, повреждения	Причины непосредственные, коренные	Источник информации

Приложение Д
(справочное)

ОСНОВНЫЕ КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И ИНСТРУМЕНТЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ КОНТРОЛЕ И ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ДГУ

1. Штангенциркуль длиной 120 мм с нониусом
2. Микрометр 0-25 мм
3. Микрометрическая скоба 50-100 мм
4. Микрометрическая скоба по размеру шеек вала d = 150-350 мм
5. Микрометрическая скоба по диаметру поршня
6. Микрометрический штихмасс универсальный
7. Щуп длиной 100 мм с набором пластин от 0,01 до 1,00 мм
8. Щуп длиной 400-300 мм
9. Линейный индикатор со штативом
10. Угольники, линейки стальные простые разных размеров
11. Циркуль
12. Кронциркули разных размеров
13. Универсальный угломер
14. Нутромеры разных размеров
15. Максиметр*
16. Пиметр*
17. Индикатор мощности с необходимыми поршнями и пружинами типа "Майгак"*
18. Тахометр 0-3000 об/мин
19. Гальванометр с термопарами по числу цилиндров для замера температуры отработавших газов до 500 ^{0}C - 600 ^{0}C
20. Термометры спиртовые до 100 ^{0}C
21. Устройство с манометром для проверки и регулирования форсунок до 500 бар (50 МПа)
22. Мегомметр
23. Ваттметр астатический (классом точности 0,2; цена деления шкалы, пределы измерения 2,5-5 А)
24. Вольтметр магнитоэлектрический (классом точности 0,5; цена деления шкалы, пределы измерения 0-300 В)
25. Милливольтметр магнитоэлектрический (классом точности 0,5; цена деления шкалы, пределы измерения 0,75-150 В)
26. Миллиамперметр (классом точности 0,2-0,5; цена деления шкалы, пределы измерения 0,015-30 А)
27. Потенциометр КП-50
28. Секундомер

*** Справочные данные по назначению некоторых контрольно-измерительных приборов:**

Максиметр - прибор посредством которого производится контроль давления сжатия (p_c) и контроль давления сгорания (p_z).

Пиметр - прибор, показывающий среднее по времени давление в цилиндре (p_t).

Индикатор мощности - прибор для снятия индикаторных диаграмм по каждому цилиндру дизеля. Индикаторные диаграммы позволяют определять индикаторную

мощность цилиндра, давление сжатия и давление сгорания, среднее индикаторное давление. Индикаторная диаграмма снимается только на дизелях, оборудованных приводом для индикатора). Обычно он используется для точного определения Pc и Pz.

Отдельные теплотехнические измерения не проводятся, если конструкция дизеля исключает возможность проведения этих измерений (отсутствуют индикаторные краны, гильзы для термометров и т.п.). Показатели, подлежащие проверке при испытаниях, устанавливаются программой данных испытаний.

Приложение Е
(справочное)

ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА АЭС РОССИИ ТИПЫ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК
(по состоянию на 01.01.2000)

№№ п/п	Тип ДГ, изготовитель, ТУ на поставку	АЭС, где установлены ДГ	Общее количество	Обозначение дизеля по ГОСТ4393-82	Тип генератора
1.	15Д100, ПО "Завод им. Малышева" (Украина), ТУ3-904-75	I очер. Кольской АЭС II очер. Нововоронежской АЭС энергоблок № 3 Смоленской АЭС	5 6 2	10ДН20,7/2х25,4	СГДС15-54-8У4
2.	15Д100Ф, ПО "Завод им. Малышева" (Украина), ТУ3-904-75	II очер. Кольской АЭС энергоблок № 3 Белоярской АЭС	6 7	10ДН20,7/2х25,4	СГДС15-54-8У4
3.	ДГ-4000, фирма "Русский дизель", ОТУ24-6-353-69	I очер. Курской АЭС Ленинградская АЭС	8 11	16ДПН23/2х30	СГД16-69-6
4.	АСД-5600, фирма "Русский дизель", ОТУ24.06.407-84	Калининская АЭС Балаковская АЭС	6 14	18ДПН23/2х30	СБГД6300-6МУЗ
5.	12ZV40/48 + S2445-12, Югославия, Польша, ТУ на поставку	II очер. Курской АЭС энергоблок № 5 Нововоронежской АЭС энергоблок №1 Ростовской АЭС Смоленская АЭС	6 3 3 9	12ZV40/48	S2445-12
6.	АС-803, АС-808, ПО "Звезда", ТУ24-6-354-76, ОТУ-24-6-354-69	Белоярская АЭС Билибинская АЭС	3 3	12ЧН	СГД625-1500

Приложение Ж
(рекомендуемое)

Форма решения о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации ДГУ

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер АЭС

Р Е Ш Е Н И Е № .....

об оценке технического состояния, возможности и условиях дальнейшей эксплуатации дизель-генераторной установки ст. №... энергоблока № .... *название* АЭС

На основании анализа технической документации, актов и протоколов результатов контроля и оценки технического состояния составных частей дизель-генераторной установки, анализа периодичности и объемов технического обслуживания и ремонта,*) расчета остаточного ресурса дизель-генераторной установки ст. №... на .....АЭС установлено:

1 Техническое состояние на момент контроля дизель-генераторной установки в составе: дизеля типа ..... (зав. № ...), изготовленный *предприятие изготовитель.* по ТУ № ...; генератора (зав. №....) типа .... с возбудителем (зав. №.....) типа ...., изготовленных *предприятие-изготовитель* по ТУ № ...., элементов систем управления, защиты и сигнализации соответствует ТУ № .... - определено как ***работоспособное или неработоспособное*.**

2 Срок службы дизель-генераторной установки, ст. №....., в условиях и режимах, определенных регламентами эксплуатации и технического обслуживания и ремонта на .....АЭС, принимается равным ..... лет.

3 Срок следующей оценки технического состояния и остаточного ресурса дизель-генераторной установки устанавливается через ..... лет.

Приложение:
1 Оценка технического состояния составных частей и остаточного ресурса ДГУ № .... .
2 Заключение по результатам анализа технической документации.
3 Протоколы, акты контроля технического состояния составных частей ДГУ № .... .

Члены комиссии:
(Должность, предприятие, Ф.И.О) Подпись

Примечание: *) Проведение работ по программе обследования - при необходимости

Приложение 3
(рекомендуемое)

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ ТИПА 15Д100 (ПРИМЕР)

1 Составные части ДГУ[1)]

1.1 Оценка технического состояния составных частей ДГУ проводилась по составным частям и их элементам указанным ниже.

Дизель-генераторная установка состоит из следующих составных частей:

- тепломеханического оборудования, включающего дизель с системами, обеспечивающими его работоспособность (системы топлива, масла, охлаждения, наддува, пуска);
- электрического оборудования, включающего генератор с системой возбуждения, электродвигатели механизмов систем дизель-генератора, выключатели, шкафы комплектных распределительных устройств напряжением 6 кВ, силовые распределительные сборки напряжением 0,4 кВ, которые находятся в здании резервной дизельной электростанции (РДЭС);
- системы управления, защиты и сигнализации, включающая контрольно-измерительные приборы, датчики и другие аппараты цепей управления, защиты, сигнализации.

1.2 Дизель с системами (тепломеханическое оборудование).

Основными элементами дизеля, определяющие его техническое состояние, являются: остов (блок); коленчатый вал; коренные и шатунные подшипники; шатунные болты и шатун; поршень рабочего цилиндра с компрессионными и маслосъемными кольцами; поршневой палец; втулка рабочего цилиндра, зубчатые передачи (шестерни), а также трубопроводы систем охлаждения, топлива и масла, теплообменники, насосы, баки.

Кроме перечисленных элементов, изготовленных из металла и их сплавов, в конструкции дизеля имеются элементы из резино-технического маериала, применяемые для уплотнения стыков различного характера, гибкие шланги и соединительные муфты. К таким элементам относятся в первую очередь уплотнительные кольца рабочего цилиндра, резиноармированные соединения в системах дизеля.

1.3 Генератор с системой возбуждения

Основными элементами генератора (электродвигателя) являются:

- корпус;
- статор (активная электротехническая сталь, обмотки статора, катушечная или стержневая, состоят из пазовых и лобовых частей, выводы обмотки);
- ротор (бочка ротора, обмотки);
- детали крепления обмоток;
- вентилятор;
- щеточный аппарат;
-воздухоохладитель;
- возбудитель;
- подшипники.

1.4 Системы управления, защиты и сигнализации

Элементы систем в соответствии со следующими схемами:

- схема № 2889-Э, лист 1 "Цепи защит";
- схема № 2898-Э, лист 2 "Цепи управления АВР и сигнализации выключателями и АГП";
- схема № 2899-Э, лист 1 "Цепи тока, напряжения и защиты";
- схема № 2899-Э, лист 2 "Цепи управления выключателем и АГП";
- схема № 2899-Э, лист 3 "Схемы возбуждения и АРВ";

---

[1] Приведенные в примере данные являются условными и не привязаны к конкретной АС.

- схема вспомогательных механизмов ДГУ № 2899-Э, лист 6.

2 Анализ технической документации

2.1 Конструкторская и эксплуатационная документация предприятия-изготовителя.

Комиссией рассмотрена следующая техническая документация предприятия-изготовителя ДГУ и составных частей:

- технические условия на поставку ТУ 3-904-75;
- техническое описание № 15Д100ТО (часть I);
- инструкция по эксплуатации ДГУ № 15Д100ТО1 (часть 2);
- техническое описание и инструкция по эксплуатации синхронного генератора № ОБС.460.193;
- формуляры (паспорта) с результатами приемо-сдаточных испытаний на стенде предприятия-изготовителя и по месту на АС и результатами технических обслуживаний и ремонтов, испытаний в течении эксплуатации составных частей ДГУ;
- комплект чертежей (общий вид, сборочные единицы,);
- технические условия на ремонт, инструкцию на техническое обслуживание и ремонт на составные части ДГУ.

2.2 Эксплуатационная документация.

Комиссией рассмотрена следующая эксплуатационная документация *наименование* АЭС:

- технологический регламент эксплуатации энергоблока № ... *наименование* АЭС;
- инструкция по эксплуатации систем аварийного электроснабжения переменного тока энергоблок № ..., инв. № ...;
- инструкцию по эксплуатации ДГУ РДЭС АС, инв. № ...;
- оперативные журналы и журналы дефектов ДГУ РДЭС энергоблока № ...;
- графики проведения проверок работоспособности ДГУ АС, утв. главным инженером АС;
- типовая инструкция опробований и испытаний резервных дизель-электрических станций с дизель-генераторами 15Д100, инв. № ОЭ-1559/83, Москва, 1983;
- графики проведения технического обслуживания и ремонта ДГУ АС, утв. главным инженером АС;
- регламент технического обслуживания систем безопасности энергоблока №... *наименование* АЭС, инв. № ...;
- руководство по техническому обслуживанию резервных дизель-электрических станций АС, Москва, 1988;
- объем и нормы испытаний электрооборудования", РД 34-45-51.300-97;
- отчетные документы АЭС по техническим обслуживаниям и ремонтам ДГУ за последние 10 лет.

2.3 Сведения о ДГУ, о исходных данных для расчета наработки, выполненных технических обслуживаниях и ремонтах, модернизации, отказах приведены в таблицах 1-4.

По анализу технической документации составлено заключение, которое прилагается.

Таблица 1

СВЕДЕНИЯ О ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКЕ ДГУ № 1

№№ п/п	Наименование	Данные
1.	АС	*наименование АЭС*
2.	Номер энергоблока (ов)	*номер*
3.	Цех-владелец	РТЦ
4.	Система	Система аварийного электроснабжения потребителей 2 группы надежности
5.	Станционное обозначение	ДГ-1
6.	Номер помещения (й)	Резервная дизельная электростанция II очереди
7.	Классификация по ОПБ- 88/97	3 класс, обеспечивающая система безопасности (условное обозначение - 3О)
8.	Группа по ПН АЭ Г-7-008-89	С
9.	Предприятие-изготовитель и поставщик оборудования	ПО "Завод имени Малышева", г.Харьков
10.	Технические условия на поставку	ТУ 3-905-75
11.	Дата ввода в эксплуатацию	24 декабря 1971 г.
12.	Обозначение ДГУ	АСДА-1600/Т-6300-АЗД
	Заводское обозначение	15Д100
13.	Полная мощность на выходных клеммах генератора при условиях ГОСТ 4393, кВт	1600
14.	Номинальная частота вращения вала дизель-генератора при 50% полной мощности, об/мин	750
15.	Номинальное напряжение, В	6300
16.	Номинальная частота тока, Гц	50
17.	Род тока	Переменный, трехфазный
22.	Режимы эксплуатации	Эксплуатируются в сложном режиме - ожидание/пуск/работа/ожидание (описание каждого режима прилагается, см. п.3.4).

СВЕДЕНИЯ О ДИЗЕЛЕ

№№ п/п	Наименование	Данные
1.	Предприятие-изготовитель	ПО "Завод имени Малышева", г.Харьков
2.	Заводской номер	48
3.	Технические условия на поставку	ТУ 3-905-75
4.	Дата ввода в эксплуатацию	24 августа 1972 г.
5.	Условное обозначение предприятия-изготовителя (марка)	

№№ п/п	Наименование	Данные
6.	Обозначение по ГОСТ 4393	10ДН20,7/2х25,4
7.	Тип дизеля	Вертикальный, двухтактный, с противоположно движущимися поршнями, и двухступенчатой системой наддува
8.	Полная мощность на фланце отбора мощности при условиях ГОСТ 4393, кВт (л.с.)	1691 (2300)
9.	Максимальная мощность в течении одного часа, кВт (л.с.)	1860 (2530)
10.	Номинальная частота вращения при 50% полной мощности, об/мин	750
11.	Время необслуживаемой работы, ч	250
12.	Показатели надежности:	
12.1.	Наработка на отказ, ч	1200
12.2.	Назначенный ресурс до переборки (осмотр цилиндро-поршневой группы), ч	6000
12.3.	Назначенный ресурс до капитального ремонта, ч:	36000
12.4.	Назначенный срок службы, годы	20 (уточняется после эксплуатационной проверки установочной партии дизелей)
12.5	Среднее время восстановления, не более ч	7
13.	Приспособленность к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем ТОиР	Восстанавливаемый объект
14.	Критерии предельных состояний	Выработка назначенного ресурса до капитального ремонта Достижение назначенного срока службы
15.	Ресурс турбокомпрессора (срок службы до замены ротора), ч	Не менее 20000 ч (в течении 10 лет)
16.	Вид топлива	По ГОСТ305
17.	Время запуска (время от момента подачи команды на запуск до готовности принятия нагрузки), с	Не более 120 с (после модернизации - не более 50 с, акт от 03.11.81)

СВЕДЕНИЯ О ГЕНЕРАТОРЕ И ВОЗБУДИТЕЛЕ

№№ п/п	Наименование	Данные
Генератор		
1.	Предприятие-изготовитель	ПО "Электросила", г.Ленинград
2.	Заводской номер	37
3.	Технические условия на поставку	ТУ 16.512.307-72
4.	Дата ввода в эксплуатацию	24 декабря 1971 г.
5.	Обозначение (марка)	СГДС-15-54-8
6.	Тип генератора	Синхронный, трехфазный, с независимым возбуждением, в

№№ п/п	Наименование	Данные
		закрытом исполнении, с принудительной вентиляцией, на одном стояковом подшипнике
7.	Номинальная мощность при 40 °С, кВт	1600
8.	Максимальная мощность в течении одного часа, кВт	1760
9.	Номинальная частота вращения, об/мин	750
10.	Напряжение, В	6300
11.	Частота тока, Гц	50
12.	Сила тока статора, А	184
13.	Коэффициент мощности (cos f)	0,8
14.	Данные возбуждения:	
	сила тока, А	320
	напряжение, В	69
15.	Охлаждение	Воздушное
16.	Приспособленность к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем ТОиР	Восстанавливаемый объект
Возбудитель		
17.	Заводской номер	63
18.	Обозначение (марка)	ВС-34/26
19.	Тип	С самовозбуждением, в защитном исполнении, с самовентиляцией
20.	Мощность, кВт	29,6
21.	Напряжение, В	80
22.	Частота вращения, об/мин	750
23.	Напряжение постоянного тока цепей управления регулятора возбуждения РВМ-1 и панели управления ПНЛ 7801-52Е2, В	220

Таблица 2

ДАННЫЕ ПО НАРАБОТКЕ, КОЛИЧЕСТВУ ПУСКОВ И ПЕРИОДИЧЕСКИМ ИСПЫТАНИЯМ (ОПРОБОВАНИЯМ) ДГУ ЭНЕРГОБЛОКА № ... *наименование АЭС*

Станционное обозначение ДГУ	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Наработка и количество пусков ДГУ с начала эксплуатации			Периодичность испытаний (опробований)
			на холостом ходу, ч	под нагрузкой, ч	количество пусков	
ДГУ-1 (GV01)	1969	1971	150	400	500	До 1984 г. проводилось одно опробование в месяц с продолжительностью не более 30 минут под нагрузкой 20% от номинальной. После 1984 г. - два опробования в месяц, в том числе один запуск на холостой ход с продолжительностью работы не более 5 минут и одно опробование под нагрузкой 50% от номинальной с продолжительностью работы не более 40 минут.

Таблица 3

ДАННЫЕ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ И РЕМОНТУ ДГУ

Станционное обозначение	Дата проведения ТОиР	Вид ТОиР	Выполненный объем ТОиР	Документы на основании которых выполнялось ТОиР	Примечание
ДГУ-1	Июнь 1993	ТО-2	Выполнены работы, предусмотренные ежемесячным техническим обслуживанием ТО-1. Кроме этого выполнено: проверено сопротивление цепи заземления электрооборудования; техническое обслуживание комплектного устройства систем автоматического контроля (защиты, сигнализация), чистка, обжатие контактов коммутации, клеммников; осмотрены и очищены от отложений ресивер, доступные участки газовыпускных коллекторов, выпускные окна втулок цилиндров; проведена смазка сборочных единиц и устройств; демонтаж и техническое обслуживание форсунок и их регулировка; осмотрены и промыты фильтры топлива и масла; проверены крепежные узлы навесного оборудования ДГУ; осмотрена и проверена шплинтовка гаек шатунных болтов, шпилек крепления подвесок, крышек коренных подшипников; осмотрены через лючки состояние рабочих поверхностей втулок цилиндров, юбок поршней; проверена настройка срабатывания датчиков температуры и давления. **Акт технического обслуживания № ...** от *дата.*	Регламент технического обслуживания и ремонта систем, важных для безопасности энергоблоков № ... *наименование АС*, инв.№ ...; Регламент технического обслуживания систем безопасности энергоблоков № ... *наименование АС*, инв. № ... Инструкция по эксплуатации инв. № 15Д100ТО1. Техническое описание и инструкция по эксплуатации синхронного генератора № ОБС.460.193; "Руководство по техническому обслуживанию резервных дизельных электростанций АС Минатомэнерго СССР", ВНИИАЭС, Москва, 1988.	Ремонтный цикл - 16 лет. В течение цикла выполняется одно ТО-4 (объем среднего ремонта) через 8 лет эксплуатации независимо от наработки и одно ТО-5 (объем капитального ремонта) через 16 лет эксплуатации независимо от наработки. ТО-1 - ежемесячно в режиме ожидания. ТО-2 - каждый год в объеме текущего ремонта. ТО-3 - через 4 года эксплуатации независимо от наработки.

Станционное обозначение	Дата проведения ТОиР	Вид ТОиР	Выполненный объем ТОиР	Документы на основании которых выполнялось ТОиР	Примечание
ДГУ-1	Июнь 1994	ТО-3	Выполнены работы предусмотренные ТО-1,2,3. Выполнено техническое обслуживание аккумуляторной батареи. Осмотрены, промыты и опрессованы водяные полости охладителей. Осмотрены, промыты и выполнена замена охлаждающей воды в системах охлаждения. Выполнена их опрессовка. Заменено масло в ВПУ и регуляторе скорости. Выполнена проверка углов опережения подачи топлива, "нулевая" подача топлива на ТНВД, опрессовка топливных насосов и системы. Демонтированы, осмотрены поршни 9 и 10 цилиндров. Осмотрены головные подшипники, поршневые кольца, шатуны, шестерни передач, кулачков распредвалов. Проверено состояние крепления навесного оборудования. Выполнен осмотр, промывка проточных частей и роторов газотурбонагнетателей и воздуходувки. Выполнена сборка, регулировка и проверка работоспособности. Результаты осмотров деталей и узлов занесены в формуляр, составлен акт. **Акт технического обслуживания № ... от *дата***	Объем ТО-3 в соответствии с "Руководством по техническому обслуживанию РДЭС АС Минатомэнерго СССР", М.88	

Станционное обозначение	Дата проведения ТОиР	Вид ТОиР	Выполненный объем ТОиР	Документы на основании которых выполнялось ТОиР	Примечание
ДГУ-1	Июнь 1995	ТО-4	Выполнены работы предусмотренные ТО-1-3. Замена прокладок и соединений, выполненных из резино-технического материала. Осмотр и измерения шатунных болтов. Заменены болты шатунные болты с вытяжкой более допустимой. Выемка, осмотр и измерения поршней, компрессионных и маслосъемных колец. Промывка систем охлаждения и замена воды во внутреннем контуре охлаждения. Результаты осмотров и измерений занесены в формуляр дизеля. Заменены поршень цилиндра № 5 с кольцами. Выполнена сборка, регулировка и проверка работоспособности. Результаты осмотров деталей и узлов занесены в формуляр, составлен акт. Акт технического обслуживания № ... от *дата.*	Объем ТО-4 в соответствии с "Руководством по техническому обслуживанию РДЭС АС Минатомэнерго СССР", М.88	Ремонтный цикл - 6 лет. В течение цикла выполняется 5 текущих и 1 капитальный ремонт.
ДГУ-1	Июнь 1997	ТО-5	Выполнены работы предусмотренные ТО-1-4. Кроме этого выполнены: разборка дизеля с выемкой поршней, выпрессовкой втулок цилиндров; осмотр и дефектация поршневой группы деталей, деталей кривошипно-шатунного механизма, коленчатых валов, подшипников, навесных механизмов и элементов систем ДГУ. Заменены подшипники нижнего и верхнего коленвалов. Результаты осмотра и измерений занесены в формуляр/паспорта. **Акт технического обслуживания № ... от *дата.***	Объем ТО-5 в соответствии с "Руководством по техническому обслуживанию РДЭС АС Минатомэнерго СССР", М.88. Дефектация деталей, сборка в соответствии с инструкцией по эксплуатации инв. № 15Д100ТО1 и техническим описанием и инструкцией по эксплуатации синхронного генератора № ОБС.460.193.	

Станционное обозначение	Дата проведения ТОиР	Вид ТОиР	Выполненный объем ТОиР	Документы на основании которых выполнялось ТОиР	Примечание
			По генератору. Разборка, вывод ротора, осмотр обмоток и железа статора и ротора, вентилятора, их окраска, проверка крепления полюсов, высоковольтные испытания, ревизия выводов, чистка контактных колец с проверкой изоляции, чистка щеточного аппарата с заменой щеток, замер сопротивления изоляции ротора и статора, ревизия контактора АГП, шунтовых сопротивлений, ревизия подшипников и шеек вала. Осмотрен и проведена дефектация воздухоохладителя. Аналогичный объем работ по возбудителю. **Акт технического обслуживания № ... от *дата***		

Таблица 4

СВЕДЕНИЯ ОБ ОТКАЗАХ И ПОВРЕЖДЕНИЯХ ДГУ

№№ п/п	Станционное обозначение ДГУ	Дата отказа, повреждения	Краткое описание отказа, повреждения	Причины непосредственные, коренные	Источник информации
За период 1990-1992 гг. и в 1994 и 1995 гг. отказов ДГУ-1 на энергоблоке № ... *наименование АЭС* не зарегистрировано.					
1	ДГ-1	20.05.93	Незапуск ДГ-1 при плановом опробовании.	Разрегулировка редуктора пускового воздуха ДКП-1-65 из-за вибрации трубопровода. Не принимаются меры к устранению вибрации трубопроводов обвязки и несущих конструкций пусковой арматуры ДГ.	Отчет № ...
2	ДГ-1	06.07.93	Вывод из режима ожидания в ремонт ДГ-1.	Повреждение контрольного кабеля вторичной коммутации при вскрытии кабельной проходки. Отсутствие документации по вскрытию кабельных проходок.	Отчет № ...
3	ДГ-1	12.01.97	Замыкание на "землю" в цепях вторичной коммутации.	Межвитковое замыкание в катушке 14РП типа РП-41 (схема управления системой "горячего резерва") вследствие повреждения изоляции. Несвоевременная замена изношенного оборудования.	Отчет № ...
4	ДГ-1	27.12.99	При запуске ДГ-5 на холостой ход по сигналу АЗ-1 произошло разрушение поршневой группы 10 цилиндра, нижнего шатуна, изгиб верхнего шатуна и повреждение цилиндра.	Образование трещины на сварном шве воздухоохладителя - попадание воды в 10 цилиндр. Недостатки контроля состояния воздухоохладителя.	Отчет № ...

2.4 [1)] Условия и режимы эксплуатации ДГУ системы аварийного электроснабжения на энергоблоке № ... *наименование АС*.

Резервные дизельные электростанции атомных станций (РДЭС) являются источником аварийного электроснабжения потребителей систем безопасности, второй группы надежности и элементом системы аварийного электроснабжения. Составные части каждой ДГУ смонтированы в отдельном боксе. В боксе поддерживается температура воздуха не менее 20 °С в режиме ожидания и не более 40 °С при работе установки на мощности.

Режимы эксплуатации:

1. Ожидание.
2. Запуск.
3. Работа под нагрузкой.

---

[1] Приводится справочно.

4. Разгрузка.

5. Техническое обслуживание и ремонт.

Каждый из указанных режимов и состояний характеризуется своими факторами, оказывающими влияние на техническое состояние ДГУ.

Режим ожидания (горячий резерв) - нахождение ДГУ в состоянии постоянной готовности к автоматическому запуску, приему нагрузки и работе на мощности по требованию управляющих систем безопасности.

В режиме ожидания ДГУ типа 15Д100 поддерживаются в разогретом состоянии посредством специальной системы горячего резерва (ГР), обеспечивающей подогрев (до 50°С-60°С) и прокачку воды через дизель, а также подогрев масла (до 50°С- 55°С). Подогретое масло через дизель не прокачивается. Это объясняется спецификой конструкции дизелей с противоположно движущимися поршнями и возможностью попадания масла в цилиндры дизеля, что может привести к повреждению дизеля в процессе последующего запуска вследствие гидравлического удара.

Температура воды и масла при нахождении дизеля в режиме ожидания поддерживается в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации или технического описания дизеля предприятия-изготовителя.

Для подтверждения работоспособного состояния ДГУ в режиме ожидания они подвергаются периодическим проверкам (испытаниям, опробованиям). Проверки работоспособности ДГУ проводятся в соответствии с "Типовой инструкцией опробований и испытаний резервных дизель-электрических станций с дизель-генераторами 15Д100", инв. № ОЭ-1559/83, Москва, 1983 по специальной станционной программе. Проверки работоспособности ДГУ являются основным способом оценки технического состояния ДГУ при нахождении в режиме ожидания, а также после ТОиР.

Режим запуска - это период от формирования команды на запуск управляющими системами безопасности (СБ) до готовности принятия нагрузки. Для ДГУ типа 15Д100, применяемых на *наименование* АС, время запуска составляет не более 50 с (после модернизации в 1981 г. по техническому решению ВПО "Союзатомэнерго" от 27.01.1981).

Данные эксплуатации ДГУ на *наименование* АС показывает, что число запусков ДГУ с начала эксплуатации составляет 500 пусков (до 1984 г. проводилось 1 опробование в месяц продолжительностью не более 30 минут; после 1984 г. проводилось 2 опробования в месяц продолжительностью не более 40 минут, на холостом ходу и под нагрузкой не более 50% от номинальной мощности).

Режим работы под нагрузкой - это работа ДГУ с выдачей электрической мощности на питание электроэнергией определенных потребителей.

По состоянию на 1999 г. на АС по данным из оперативных журналов и с учетом периодичности, объемов проведения проверок работоспособности ДГУ АС средняя наработка ДГУ составляет не более 550 часов (включая работу на холостом ходу и наработки при приемо-сдаточных испытаниях на стенде и на АЭС). По ТУ3-904-75: назначенный ресурс до капитального ремонта - 36000 часов.

Работы ДГУ с перегрузкой в условиях их применения на АС не было, так как они работают на строго определенные, выделенные потребители.

Режим разгрузки ДГУ с последующим его остановом и переводом в режим из камеры сгорания излишков масла, которое попадает туда с подшипников верхних коленвалов.

Техническое обслуживание и ремонт ДГУ.

Составные части ДГУ конструктивно приспособлены к восстановлению работоспособности путем технического обслуживания и ремонта.

Периодичность, объем технического обслуживания и ремонта дизеля изложены в инструкциях по эксплуатации предприятий-изготовителей оборудования, в "Руководстве по техническому обслуживанию резервных дизель-электрических станций АС", Москва,

1988 и в регламенте технического обслуживания систем безопасности энергоблока № АС, № .

Плановое ТОиР ДГУ СБ проводятся в период планового ремонта энергоблока АС.

Утверждаю
Главный инженер
АС

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
по результатам анализа технической документации на ДГУ

На основе анализа технической документации на дизель-генераторную установку ДГУ-1 энергоблока № *номер* *название* АЭС установлено следующее:

1. Дизель-генераторная установка ДГУ-1 типа 15Д100 поставлена на *название* АС ПО "Завод имени Малышева" (г. Харьков) в 1970 г. в составе: дизеля типа 10ДН20,7/2х25,4 (зав. № ...) изготовлен ПО "Завод имени Малышева" по ТУ3-904-75; генератора (зав. №....) типа СГДС15-54-8 с возбудителем (зав. №.....) типа ВС-34/26 изготовленых ПО "Электросила", г. Ленинград по ТУ16.512.307-72.

Составные части ДГУ смонтированы в соответствии с требованиями технических условий на монтаж оборудования предприятий-изготовителей и согласно проекту №..., разработанному институтом "Сельэнергопроект".

2. ДГУ-1 находился в эксплуатации с 24.12.71 г. в сложном режиме эксплуатации - "ожидание/запуск/работа/ожидание" в соответствии с требованиями технологического регламента эксплуатации энергоблока, инструкций по эксплуатации предприятий-изготовителей, станционных инструкций и нормативных документов на ТОиР и соответствует ТУ3-904-75.

3. При эксплуатации ДГУ-1 отступлений и нарушений требований эксплуатационной документации не установлено.

4. Сведения об исходных данных о ДГУ-1, выполненных технических обслуживаниях и ремонте, модернизации, отказах приведены в таблицах 1-4.

5. Приведенные в технических условиях ТУ3-904-75 значения показателей надежности и ресурсных характеристик (в частности, назначенный срок службы, назначенный ресурс до капитального ремонта) ориентированы на непрерывный режим работы ДГУ, с пояснением предприятия-изготовителя, что значения показателей надежности уточняются по результатам эксплуатации.

6. Комплектность технической документации соответствует требованиям правил и норм и другим нормативным документам.

Имеющаяся на АС эксплуатационная и ремонтная документация отражает историю эксплуатации ДГУ-1 на АС.

Полнота сведений, приведенных в технической документации соответствует требованиям руководящих документов и достаточна для выполнения анализа технического состояния ДГУ-1 и оценки остаточного ресурса.

Замечаний по наличию и ведению эксплуатационной документации нет.

Заключение составили: _____ ... (должность, Ф.И.О., дата)

3 Механизмы старения элементов составных частей ДГУ

Установлены механизмы старения материалов составных частей ДГУ.

3.1 Дизель с системами

Выделенные в п.1 ответственные элементы дизеля во время запуска и работы на мощности подвергаются воздействию значительных знакопеременных нагрузок, ударному и термическому воздействию, а втулки рабочих цилиндров коррозионно-эрозионному износу, в том числе в режиме ожидания.

Доминирующим механизмом старения для втулок рабочих цилиндров, коренных и шатунных шеек коленчатого вала, зубчатых передач, поршневых колец является механический износ, вследствие чего возможно образование трещин, в то же время втулки рабочих цилиндров со стороны рубашки охлаждения подвержены коррозионному износу, а для резино-технических изделий (детали уплотнения, соединения) - старение материала в зависимости от времени эксплуатации и воздействия температуры.

3.2 Генератор с возбудителем, электродвигатели

Техническое состояние генератора, возбудителя и электродвигателей зависит от состояния изоляции обмоток статора, ротора и состояния металлоконструкций. Старение изоляции обмоток электрических машин зависит от продолжительности их работы под нагрузкой и величины нагрузки.

3.3 Системы управления, защиты и сигнализации

Техническое состояние материалов элементов систем управления, защиты и сигнализации зависит от состояния изоляции аппаратов, как в рабочем, так и в выключенном состоянии, а также от количества коммутаций.

4 Определяющие параметры технического состояния составных частей ДГУ

Параметры определяющие техническое состояние составных частей ДГУ, приведены в таблицах 5-7.

Таблица 5

Определяющие параметры технического состояния элементов дизеля и его систем

Контролируемый эффект старения элемента	Определяющие параметры технического состояния элементов
Изменение размеров деталей	Геометрические размеры (зазор в трущемся узле, толщина стенки, длина или высота, диаметр, седловатость, бочковатость).
Изменение механических свойств	Относительное удлинение, предел прочности, предел текучести, твердость.
Изменение структуры материала (резино-технические изделия)	Потеря конструктивных свойств материала (упругость, эластичность).
Растрескивание металла	Трещина (протяженность, глубина, раскрытие, ориентация в пространстве).
Коррозия, эрозия	Площадь повреждения, толщина стенки.
Выкрашивание (питтинг)	Количество дефектов на единицу площади, глубина дефектов.

Таблица 6

Определяющие параметры технического состояния элементов генератора, электродвигателей

Контролируемый эффект старения элемента	Определяющие параметры технического состояния элементов
Изменение электрических свойств	Сопротивление изоляции статора и ротора, электрические параметры (напряжение, сила тока)
Растрескивание металла конструкций, изоляции обмоток	Трещина (протяженность, глубина, раскрытие, ориентация в пространстве).
Выкрашивание (питтинг) подшипников	Количество дефектов на единицу площади, глубина дефектов.
Изменение размеров	Геометрические размеры (зазор в трущемся узле, толщина, длина или высота, диаметр).
Коррозия металлоконструкций	Площадь повреждения, толщина стенки.

Таблица 7

Определяющие параметры технического состояния элементов систем управления, защиты и сигнализации

Контролируемый эффект старения элемента	Определяющие параметры технического состояния элементов
Изменение электропроводности контактных групп реле	Время срабатывания реле
Коррозия контактных и других поверхностей	Состояние поверхности
Механический износ исполнительных механизмов	Несоответствие величины измеряемых параметров (погрешность превышает допустимую)
Коррозия металлоконструкций	Состояние поверхности

5 Критерии оценки технического состояния составных частей ДГУ

5.1 Критерии технического состояния элементов дизеля представлены в таблице 8.

Таблица 8

Критерии технического состояния элементов дизеля

Наименование элемента	Определяющий параметр технического состояния	Критерий
Остов (блок)	Трещины, коррозия	Не допускаются
Коленчатый вал (в целом)	Трещины	Не допускаются
	Расхождение щек (раскеп)	Значение расхождения щек коленчатого вала не должно превышать допустимой величины, указанной в технической документации на ремонт предприятия-изготовителя или определенный по формуле (для ДГУ типа 15Д100 не контролируется)
Коленчатый вал (коренные, шатунные шейки)	Диаметр шейки	В соответствии с конструкторской документацией (чертежом)
	Трещины	Не допускаются
Коренные и шатунные подшипники	Зазоры (радиальный, аксиальный)	В пределах величин рекомендованных в технической документации предприятия-изготовителя (ТУ на ремонт, таблица зазоров).
	Количество дефектов поверхности антифрикционного слоя: а) Наличие трещин; б) Выкрашивание части сплава; в) Отставание сплава от тела вкладыша	Повреждения, дефекты не допускаются.
Шатунные болты с гайками	а) Отсутствие шплинтов или замков; б) Остаточное удлинение; в) Длина затянутого болта; г) Повреждение резьбы, трещины, задиры, забоины или подрезы на теле болта; д) прилегание опорных поверхностей	а) Не допускается; б) Остаточное удлинение шатунного болта не должно превышать 0,005 L (L - длина болта между опорными поверхностями) или в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя; в) Длина затянутого болта не должна отличаться от установленного при монтаже более чем на 0,05 мм; г) Не допускается; д) Прилегание опорных поверхностей должно быть равномерным по всей поверхности.
Шатун	Изгиб, трещины	Не допускаются
Поршень	Трещины	Не допускаются
	Высота и глубина канавки для кольца	В соответствии с конструкторской документацией (чертежом)
Поршневое кольцо	Высота и ширина поршневого кольца	В соответствии с конструкторской документацией (чертежом)
	Зазор в замке	В соответствии с технической документацией предприятия-изготовителя
Поршневой палец	Диаметр, эллипсность	В соответствии с конструкторской документацией (чертежом). Сравнение с предыдущим

Наименование элемента	Определяющий параметр технического состояния	Критерий
		замером.
Втулка рабочего цилиндра	Диаметр, эллипсность	В соответствии с конструкторской документацией (чертежом). Сравнение с предыдущим замером.
	Трещины и язвы на внутренней поверхности	Не допускаются
	а) Трещины; б) Язвы на на внешней поверхности	а) Не допускаются; б) В соответствии с технической документацией предприятия-изготовителя
Зубчатые передачи (шестерни)	Расстояние между одноименными профилями двух смежных зубьев	В соответствии с конструкторской документацией (чертежом)
	Профиль зуба	
	Толщина зуба	
	Диаметр	
	Трещины, выкрашивание цементированного слоя, поломка или скол зуба, ослабление посадки	Не допускаются
Распределительный вал (для четырехтактных дизелей)	Изгиб, трещины Профиль кулачка	Не допускаются В соответствии с конструкторской документацией (чертежом).
Резино-технические и дюритовые детали (уплотнительные кольца, манжеты, соединительные трубки и муфты	Потеря эластичности, упругости	Не допускаются
	Трещины, дефекты и повреждения поверхности	Не допускаются
Турбовоздуходувка,, турбокомпрессор	а) Трещины, деформация лопаток; б) Осевое смещение ротора	а) Не допускаются; б) В соответствии с технической документацией предприятия-изготовителя
Охладитель наддувочного воздуха (ДГУ типа 15Д100)	Трещины, язвы (корпус, трубчатка)	Не допускаются
Охладители масла, воды	Разуплотнение теплообменных труб, трещины в соединениях трубных досок, разрушение протектора	Не допускаются
Трубопроводы	Трещины	Не допускаются
	Вмятины	Допускаются глубиной: - до 1 мм у трубопроводов с наружным диаметром до 10 мм; - до 2 мм у трубопроводов с наружным диаметром до 22 мм; - до 3 мм у трубопроводов с наружным диаметром свыше 22 мм.
Дизель	Технологические параметры (температура масла, охлаждающей воды, температура отходящих газов, давление масла,P_c, P_z и др.)	В соответствии с ТУ на поставку, инструкцией по эксплуатации, формуляром

5.2 Критерии технического состояния элементов генератора, возбудителя, электродвигателя представлены в таблице 9.

Таблица 9

Критерии технического состояния элементов генератора, возбудителя, электродвигателя

Наименование элемента	Определяющий параметр технического состояния	Критерий
Корпус	Трещины, коррозия	Не допускаются
Статор:		
активная электротехническая сталь	Трещины, коррозия, расслаивание	Не допускаются
обмотки (изоляция)	а) Сопротивление изоляции; б) Трещины, истирание	а) В соответствии с НД "Объем и нормы испытаний электрооборудования", РД 34-45-51.300-97 и инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя; б) Не допускается
Ротор:		
бочка	Трещины	Не допускаются
обмотки (изоляция)	Сопротивление изоляции	В соответствии с НД "Объем и нормы испытаний электрооборудования", РД 34-45-51.300-97 или инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя
Статор и ротор	Воздушный зазор между статором и ротором генератора	В соответствии с НД "Объем и нормы испытаний электрооборудования", РД 34-45-51.300-97 и инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя.
Детали крепления обмоток	Трещины	Не допускаются
Вентилятор (лопатки, ступица)	Трещины, деформация	Не допускаются
Щеточный аппарат (щетки)	Длина, профиль	В соответствии с инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя
Подшипники	Количество дефектов поверхности антифрикционного слоя: а) Наличие трещин; б) Выкрашивание части сплава; в) Отставание сплава от тела вкладыша	Не допускаются
	Зазоры	В соответствии с НД "Объем и нормы испытаний электрооборудования", РД 34-45-51.300-97 или инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя.
Воздухоохладитель генератора (корпус, трубчатка)	Трещины, язвы	Не допускаются
Генератор	Технологические параметры (сила тока, напряжение, частота тока, температура подшипников, температура железа статора)	В соответствии с ТУ на поставку, инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя

5.3 Критерии технического состояния элементов систем управления, защиты и сигнализации представлены в таблице 10.

Таблица 10

Критерии технического состояния элементов систем управления, защиты и сигнализации

Наименование элемента	Определяющий параметр технического состояния	Критерий
Корпус прибора	Трещины, коррозия	Не допускаются
Обмотки (изоляция) электрической части приборов	а) Сопротивление изоляции; б) Трещины, истирание	а) В соответствии с технической документации предприятия-изготовителя и нормативной документацией; б) Не допускается
Полупроводниковые приборы	Срок службы	В соответствии с технической документации предприятия-изготовителя и нормативной документацией
Релейно-контактные аппараты	Коммутационная износостойкость ($Т_к$) Механическая износостойкость ($Т_м$) Срок службы	В соответствии с технической документации предприятия-изготовителя и нормативной документацией
Механические части показывающих приборов	Деформация, зазоры, соосность	В соответствии с инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя. приборов

6 Методы контроля и средства измерения параметров технического состояния составных частей ДГУ.

В процессе эксплуатации ДГУ АС используются следующие методы и средства контроля технического состояния:

- измерительный контроль. Данный вид контроля производится во время ТОиР ДГУ с использованием контрольно-измерительных приборов и инструментов (см. приложение Д методики).
- контроль эксплуатационных параметров. Данный вид контроля производится посредством штатных приборов, установленных на щите приборов в РДЭС, по месту на ДГУ во время работы установки на холостом ходу и на мощности и при нахождении ее в режиме ожидания (температура охлаждающей воды внутреннего контура, температура масла, электрические параметры аккумуляторной батареи, давление пускового воздуха в баллонах).
- органолептический контроль. Данный вид контроля производится посредством ощупывания поверхностей и самих деталей дизеля на выведенном из режима ожидания ДГУ и во время ТОиР.
- визуальный и акустический контроль. Осуществляется при ежесменных обходах оборудования и при работе ДГУ.
- магнитопорошковая, цветная, ультразвуковая дефектоскопия металла ответственных деталей дизеля (коленчатый вал, посадочные места (опор) коренных подшипников, толщина металла стенок баков, трубопроводов) во время ТОиР ДГУ.
- гидравлические испытания элементов и систем (в целом) топлива, масла, охлаждения, пуска во время ТОиР ДГУ.
- испытания электрического оборудования в соответствии с РД 34-45-51.300-97 "Объем и нормы испытаний электрооборудования" и инструкций по эксплуатации предприятий-изготовителей;
- проверка работоспособности ДГУ/испытания:

- ежемесячные проверки работоспособности ДГУ;
- испытания ДГУ на подтверждение требований ТУ на поставку во время ППР энергоблока;
- комплексные испытания каналов систем безопасности с питанием электрической энергией от ДГУ после ППР энергоблока;
- послеремонтные проверки работоспособности составных частей и ДГУ в целом.

7 Оценка технического состояния элементов дизеля и его систем

Комиссией выполнен анализ данных по осмотрам и измерениям элементов дизеля и его систем за последние 10 лет. Оценка технического состояния дизеля и систем определялось на основании результатов работ, выполненных в период технических обслуживаний и ремонтов.[1)] Анализ выполнялся на основании данных эксплуатационной и ремонтной документации, включающей формуляр дизеля, паспорта оборудования, акты, протоколы осмотров, измерений ответственных деталей, карты дефектации и ремонта деталей дизеля, отчеты, акты, протоколы по техническому обслуживанию и ремонту дизеля. Учитывались данные по повреждениям и отказам ДГУ (таблица 4).

Оценка технического состояния проводилась для элементов дизеля и его систем, определенных в п. 1 и определяющих параметров технического состояния в соответствии с п. 5, таблицей 8 настоящего документа. При оценке технического состояния кроме результатов осмотров и измерений геометрии деталей и узлов учитывались данные прямых проверок на работоспособность ДГУ и имевших место повреждений и отказов составных частей ДГУ.

7.1 Данные осмотров и измерений деталей и узлов дизеля

Остов (блок)

Акт №... по выполнению работ по ТОиР ДГУ № ... от ... .

КАРТА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОСТОВА (БЛОКА) [2)]

№ чертежа	Дата контроля	Методы и средства контроля	Определяющий параметр технического состояния	Критерий	Результат контроля
15Д100.02сб-1	26.06.95	Визуальный контроль	Трещины, язвы	Не допускаются	Трещины, коррозия металла не выявлены

[1] При необходимости разрабатывается программа обследования в соответствии с п. 4.6 методики.

[2] Форма представления информации произвольная.
Допускается приведение обобщающих результатов контроля технического состояния элементов дизеля и систем со ссылкой на акты, протоколы по выполнению работ.

Втулки рабочего цилиндра (с 1 по 10 цилиндры)
Акт №... по выполнению работ по ТОиР ДГУ № ... от ... .

КАРТА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВТУЛОК ЦИЛИНДРОВ

№ цил.	№ чертежа	Дата контроля	Методы и средства контроля	Определяющий параметр технического состояния	Критерий	Результат контроля
1-10	Д.100.01сб-1	26.06.95	Визуальный	Трещины, язвы на внутренних и наружных поверхностях, риски, натиры	Не допускаются	Отсутствуют
1-10	Д.100.01сб-1	26.06.95	Инструментальный (индикатор для внутренних измерений)	Диаметр	Износ гильзы допускается не более 0,4 мм. Овальность - не более 0,2 мм	Значения износов гильз в пределах требований инструкции по эксплуатации № 15Д100ТО1 предприятия-изготовителя и не достигли предельного значения износов.

Коленчатые валы, коренные и шатунные подшипники, поршень рабочего цилиндра с компрессионными и маслосъемными кольцами, поршневые пальцы, шатуны, шатунные болты с гайками, зубчатые передачи (шестерни), резинотехнические детали. [1)]

Параметры, определяющие техническое состояние, указанных деталей, находятся в пределах значений, указанных в технической документации предприятия-изготовителя, и не достигли предельного значения.

7.2 Системы, обеспечивающие работоспособность дизеля

Топливная система

Выполнена оценка технического состояния топливной системы на основании анализа эксплуатационной и ремонтной документации (Акт №... от ...).

Составные части: топливоподкачивающий насосный агрегат с электродвигателем (шестеренчатый); топливоподкачивающий насос (шестеренчатый, установлен на дизеле); бак топливный, объемом 2700 л (сварной); трубопроводы; бак запаса топлива (промежуточный).

Методы и средства контроля технического состояния, применяемые при оценке технического состояния топливной системы:

визуальный контроль (насосы, трубопроводы, баки);

гидравлические испытания системы (опрессовка);

ультразвуковой контроль (толщина стенки трубопроводов и баков);

ежемесячные прямые проверки работоспособности системы в составе ДГУ (испытания).

В процессе анализа эксплуатационной и ремонтной документации установлено:

---

[1] Форма информации по оценке технического состояния указанных элементов аналогично приведенной по остову и втулкам цилиндров.

- геометрические размеры деталей насосов, баков, трубопроводов находятся в пределах, установленных технической документацией;
- рабочие поверхности деталей насосов не имеют видимых повреждений (задиров, рисок, трещин). Зазоры в зацеплении шестерен насосов, радиальные зазоры между зубьями шестерен и корпусом, зазоры в подшипниках (диаметральный) в пределах значений по чертежу (таблицы зазоров) предприятия-изготовителя;
- толщина стенок баков топлива (расходного и промежуточного) соответствуют размерам по чертежу (днища, на границе топлива и воздуха). Разрушения металла сварных швов не выявлено;
- толщина стенок трубопроводов системы соответствуют размерам по чертежу (гибы, переходы диаметров).

Топливная система - в работоспособном состоянии.

Система масла

Выполнена оценка технического состояния системы масла на основании анализа эксплуатационной и ремонтной документации (Акт №... от ...).

Составные части: насос масла (шестеренчатый); насос предпусковой прокачки типа 3В8/25-1-11/10Б (трехвинтовой); насос масла системы горячего резерва типа 3В8/25-11/10Б-3 (трехвинтовой); насос маслопрокачивающий центробежного фильтра (шестеренчатый); теплообменник системы горячего резерва (трубчатый, V=7,7 м^2); холодильник масла (трубчатый, V=72,4 м^2); расходный бак; бак запаса масла, трубопроводы.

Методы и средства контроля технического состояния, применяемые при оценке технического состояния системы масла:

визуальный контроль (насосы, теплообменник и холодильник масла, трубопроводы, баки);

гидравлические испытания системы (опрессовка);

ультразвуковой контроль (толщина стенок трубопроводов и баков);

ежемесячные прямые проверки работоспособности системы масла в составе ДГУ (испытания).

В процессе анализа эксплуатационной и ремонтной документации установлено:

- геометрические размеры деталей насосов, теплообменника и холодильника масла, баков, трубопроводов находятся в пределах, установленных технической документацией. Зазоры в зацеплении шестерен насосов, радиальные зазоры между зубьями шестерен и корпусом, зазоры в подшипниках (диаметральный) в пределах значений по чертежу (таблицы зазоров) предприятия-изготовителя;
- рабочие поверхности деталей насосов не имеют видимых повреждений (задиров, рисок, трещин).
- толщина стенок баков масла (расходного и запаса) соответствуют размерам по чертежу (днища, на границе масла и воздуха). Разрушения металла сварных швов не выявлено;
- повреждения труб или соединения труб с трубными досками, трещины в соединениях трубных досок с корпусом, трещины патрубков теплообменника и холодильника масла не выявлено;
- толщина стенок трубопроводов системы соответствуют размерам по чертежу (гибы, переходы диаметров).

Система масла - в работоспособном состоянии.

Система охлаждения

Выполнена оценка технического состояния системы охлаждения на основании анализа эксплуатационной и ремонтной документации (Акт №... от ...).

Составные части: насос внутреннего контура охлаждения (центробежный, установлен на дизеле); насос системы горячего резерва (центробежный), типа 1,5К8/19; холодильник воды (трубчатый, V=48,5 м^2); бачок расширительный (V=560 л); трубопроводы.

Методы и средства контроля технического состояния, применяемые при оценке технического состояния системы охлаждения:

визуальный контроль (насосы, холодильник, трубопроводы, бачок расширительный);

гидравлические испытания системы (опрессовка);

ультразвуковой контроль (толщина металла трубопроводов и расширительного бачка);

ежемесячные прямые проверки работоспособности системы охлаждения в составе ДГУ (испытания).

В процессе анализа эксплуатационной и ремонтной документации установлено:

- Геометрические размеры деталей насосов, холодильника воды, расширительного бачка, трубопроводов находятся в пределах, установленных технической документацией;
- рабочие поверхности деталей насосов не имеют видимых повреждений (задиров, рисок, трещин).
- толщина стенок расширительного бачка соответствует размерам по чертежу (днища, на границе воды и воздуха). Разрушения металла сварных швов не выявлено;
- повреждения труб или соединения труб с трубными досками, трещины в соединениях трубных досок с корпусом, трещины патрубков холодильника воды не выявлено;
- толщина стенок трубопроводов системы соответствуют размерам по чертежу (гибы, переходы диаметров, прямолинейные участки).

Система охлаждения - в работоспособном состоянии.

Система пуска

Выполнена оценка технического состояния системы пуска на основании анализа эксплуатационной и ремонтной документации (Акт №... от ...).

Составные части: пусковые баллоны (2 шт.), разрешающий пусковой автоматический клапан (типа РПК-15/200), редуктор пускового воздуха (типа ПУ-1-200/5-35, двухкамерный, с одноступенчатым расширением воздуха), редуктор управляющего воздуха (типа ДКП-1-65, двухкамерный, с одноступенчатым расширением воздуха), трубопроводы.

Методы и средства контроля технического состояния, применяемые при оценке технического состояния системы пуска:

визуальный контроль (пусковые баллоны, трубопроводы);

гидравлические испытания системы (опрессовка с использованием мыльного раствора);

ежемесячные прямые проверки работоспособности системы пуска в составе ДГУ (испытания).

По пусковым баллонам проведен анализ "Паспортов на сосуды сжатого воздуха" (баллоны) предприятия-изготовителя и актов технического освидетельствования баллонов

сжатого воздуха местными органами Госатомнадзора России. Освидетельствование проводилось в сроки и объеме в соответствии с требованиями ПБ 10-115-96 "Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" Данные анализа приводятся ниже.

Баллон типа 130-200 (V=130 л, P=200 кгс/см^2) сжатого воздуха зав. .№ 1723 (в паре с зав. .№ 1814) изготовлен 03.1970 г. по ГОСТ 9731-61, г. Первоуральск. Корпус баллона: диаметр внутренний 339 мм, ст.19, L = 1710 мм. Марка стали - Д (спокойная), ТУ1-594-18, цельнокованный, с заваркой днища, электросварка. Корпус баллона подвергался нормализации при t = 840 ^{0}C -860 ^{0}C.

Сосуд подвергался гидроиспытанию, P = 300 кгс/см^2 и пневматическому испытанию на герметичность P=200 кгс/см^2;

На баллоне установлена головка по чертежу 7Д100.71.022 СБ, которая подвергалась гидроиспытанию, P = 300 кгс/см^2.

Данные из акта № 1 технического освидетельствования после монтажа на АС:

22.12.72. При внешнем осмотре после монтажа замечаний нет, разрешено подготовить сосуд для гидроиспытания.

26.12.72. Проведены гидроиспытания сосуда, P=225 кгс/см^2 течении 5 мин. Падения давления не наблюдалось, замечаний нет. Разрешена эксплуатация при P=150 кгс/см^2. Сроки внешнего осмотра 12.76 г., гидроиспытаний 12.80 г.).

При последующих освидетельствованиях баллонов с визуальным контролем и гидроиспытаниями замечаний по техническому состоянию баллонов и их элементам не было.

Прилагаются: [1)]

- График освидетельствования баллонов после монтажа до момента продления ресурса с указанием видов освидетельствования.
- Копии актов освидетельствования баллонов сжатого воздуха за последние 5 лет, с внутренним осмотром и гидравлическим испытаниями.

В процессе анализа эксплуатационной и ремонтной документации установлено:

- техническое состояние пусковых баллонов, разрешающего пускового клапана, редукторов пускового и управляющего воздуха, трубопроводов удовлетворительное;
- в 1997 г. (акт № ... от ...) произведена замена разрешающего пускового клапана, редукторов пускового и управляющего воздуха на новые аналогичного типа.

Система пуска - в работоспособном состоянии.

Система наддува

Выполнена оценка технического состояния системы пуска на основании анализа эксплуатационной и ремонтной документации (Акт №... от ...).

Составные части: два автономных турбокомпрессора (тип 34Н-ОЗС, модификация - 3403), воздуходувка (черт. 15Д100.37сб-2), два воздухоохладителя (трубчатые), соединительные трубопроводы.

Методы и средства контроля технического состояния, применяемые при оценке технического состояния системы наддува:

визуальный контроль;

акустический контроль;

ежемесячные прямые проверки работоспособности системы в составе ДГУ (испытания), контроль по штатным манометрам давления наддувочного воздуха в ресивере и давления наддувочного воздуха за турбокомпрессорами.

---

[1] В данном примере не приводится.

В процессе анализа эксплуатационной и ремонтной документации установлено:

- геометрические размеры деталей находится в пределах, установленных технической документацией, зазоры в сопряжениях деталей турбокомпрессоров и воздуходувки находятся в соответствии с таблицей зазоров инструкции по эксплуатации инв. № 15Д100ТО1 и инструкции по эксплуатации турбокомпрессора предприятия-изготовителя;
- рабочие поверхности деталей турбокомпрессоров, воздуходувки, воздухоохладителей не имеют видимых повреждений (задиров, рисок, трещин);
- повреждения труб или соединения труб с трубными досками, трещины в соединениях трубных досок с корпусом, трещины патрубков воздухоохладителей не выявлено;
- толщина стенок трубопроводов системы соответствуют размерам по чертежу.

Система наддува - в работоспособном состоянии.

7.3 Оценка наработки дизеля и систем

В соответствии с п. 4.5.4 и таблицы 4.13 методики комиссией выполнена оценка наработки дизеля с системами, обеспечивающими его работоспособность.

Выработка ресурса в режиме сложной эксплуатации рассчитывается из фактической наработки дизеля при проверках работоспособности (опробованиях), испытаниях, из времени работы по требованию и эквивалентного времени (эквивалентная наработка при пуске), зависящего от величины износов движущихся деталей во время пуска, количества пусков, а также естественного старения деталей.

Данные для расчета эквивалентной наработки взяты из таблицы 2 настоящего документа.

Назначенный ресурс до капитального ремонта (моторесурс) дизелей типа 15Д100 - 36000 часов (ТУ3-904-75) установлен предприятием-изготовителем как среднее значение моторесурсов выпущенной партии дизелей для железнодорожного и морского транспорта. Это значение является средней величиной моторесурса для дизелей транспортных установок.

Эквивалентная наработка дизелей при эксплуатации в сложном режиме рассчитывается по эмпирической формуле:

$$H_e = ad + H_f + C,$$

где:

H_e - эквивалентная наработка (моторесурс) в часах;

a - коэффициент эквивалентности наработки при пуске в часах. Для дизеля 10ДН 20,7/2х25,4 ДГ 15Д100, диаметр цилиндра которого 207 мм, принимаем консервативно, a = 15 эквивалентных часов за 1 пуск (учитывая предварительную температуру подогрева масла и предварительную прокачку маслом);

d - число пусков дизеля за время эксплуатации (до 1984 года проводилось 1 опробование в месяц продолжительностью не более 30 мин, после 1984 года проводилось 2 опробования в месяц общей продолжительностью не более 30-40 мин, причем на холостом ходу и под нагрузкой не более 50% от $N_{ном}$), d = 500 пусков;

H_f - время реального функционирования (опробования, испытания плюс 1 срабатывание по фактическому требованию в год, или ложному. H_f = 550 ч - усредненая оценка по всем ДГ 15Д100 *наименование* АЭС, с учетом времени обкатки на предприятии-изготовителе и послеремонтных испытаниях);

С - затраты ресурса на естественное старение деталей в режиме ожидания. Учитывая результаты проведенных на АЭС работ по дефектации и замене подшипников нижнего и верхнего коленчатых валов дизелей (Акт № ...) была сделана оценка моторесурса дизелей для С = 500 ч/год. Результаты выполненных оценок приведены с начала эксплуатации ДГУ-1 на момент оценки (июль 1999 г.) в таблице № 12.

Таблица 12

Эквивалентная наработка дизеля и элементов систем зав. № ... ДГУ -1 энергоблока № ... *название* АЭС

Наименование данных	Данные для расчета наработки и результаты		
Дата оценки наработки	01.07.99	30.12.2001	30.12.2017
Суммарная продолжительность эксплуатации (годы)	27,3	30,0	45,0
Количество пусков дизелей (d)	500	556	900
Коэффициент эквивалентности наработки при пуске (а) в часах	15	15	15
Наработка эквивалентная количеству пусков (ad) в часах	7500	8340	13500
Фактическая наработка (H_f) в часах	550	610	720
Наработка, эквивалентная естественному старению металла дизелей (С = 500 ч/год)	13650	15000	22500
Суммарная эквивалентная наработка	21700	23950	36700

Анализ результатов расчета дает основание сделать следующие выводы:

- наработка дизеля зав. № ... ДГУ-1 энергоблока № ... *наименование* АЭС, рассчитанная консервативно, по состоянию на 01.07.99 г. до первого капитального ремонта (36000 ч) не выработана;
- наработка, достигаемая дизелем зав. № ... ДГУ-1 за 30 лет эксплуатации, оцененная по приведенной методике для фактического условия эксплуатации на *наименование* АЭС, составит 23950 часов. Расчетом установлено, что назначенный ресурс до капитального ремонта будет исчерпан ориентировочно в 2017 г. (45 лет эксплуатации дизеля при существующих режимах эксплуатации). При этом, эквивалентная наработка составит 36700 часов.

7.4 Результаты оценки технического состояния дизеля и его систем

На основании проведенных работ комиссией установлено следующее:

- дизель с системами, обеспечивающими его работоспособность, эксплуатируются в соответствии с эксплуатационной и ремонтной документацией (перечень технической документации см. п.2 настоящей "Оценки технического состояния и остаточного ресурса ДГУ"). Периодичность технических обслуживаний №№ ТО-1-5 проводились в сроки установленные графиками технических обслуживаний и ремонтов систем безопасности. Объемы ТО-1-5 соответствуют "Руководству по техническому обслуживанию РДЭС АС Минатомэнерго СССР", М.88, а также инструкции по эксплуатации инв. № 15Д100ТО1. Технические обслуживания ТО-3, ТО-4, ТО-5 выполнялись

специализированным ремонтным предприятием "*наименование предприятия*". Данные по техническому обслуживанию и ремонту ДГУ смотри в таблице 3;

- в процессе контроля технического состояния в объеме ТО-2, ТО-3, ТО-4 выполнялась выбраковка и замена комплектующих деталей и узлов (форсунок, прокладок, компрессионных и маслосъемных колец, втулок рабочих цилиндров, поршней) в соответствии с требованиями технической документации предприятия-изготовителя;
- выполненные осмотры и измерения геометрии деталей и узлов дизеля и его систем, определяющих его техническое состояние, показывают, что геометрия деталей и узлы **не достигли предельных значений** в соответствии с технической документацией предприятия-изготовителя. Геометрические размеры деталей и узлов дизеля и систем находятся в пределах, установленных технической документацией. Отсутствует коррозионно-эрозионный износ элементов систем охлаждения, топлива, масла;
- наработка дизеля, рассчитанная консервативно, по состоянию на 01.07.99 г. до первого капитального ремонта (36000 ч) **не выработана** (см. п.8.3 примера). Наработка, достигаемая дизелем и системами за 30 лет эксплуатации, оцененный по приведенной методике для фактических условий эксплуатации на *наименование* АЭС, составляет 23950 часов. Расчетом установлено, что ресурс до капитального ремонта будет исчерпан в 2017 г. (45 лет эксплуатации дизеля при существующих режимах эксплуатации). При этом, эквивалентная наработка составит 36700 часов;
- повреждений и отказов дизеля и систем, обусловленных износами деталей и узлов не обнаружено (см. таблицу 4);
- эксплуатационные параметры дизеля на всех режимах находились в допустимых пределах и соответствовали ТУ3-904-75 и инструкции по эксплуатации инв. № 15Д100ТО1. Режимов эксплуатации не предусмотренных инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя за весь период эксплуатации не было.

На основании выше приведенного можно сделать заключение, что дизель и системы находятся в работоспособном состоянии.

8 Оценка технического состояния электрического оборудования ДГУ

8.1 Генератор и возбудитель

8.1.1 Комиссией выполнен анализ данных по осмотрам элементов и измерениям электрических параметров генератора и возбудителя за последние 10 лет. Анализ выполнялся на основании данных эксплуатационной и ремонтной документации, включающей паспорта генератора и возбудителя, акты, протоколы осмотров, измерений электрических параметров, отчеты, акты, протоколы по техническому обслуживанию и ремонту генератора и возбудителя.

Оценка технического состояния проводилась для элементов генератора и возбудителя, определенных в п. 1 и определяющих параметров технического состояния - п. 5.2, таблица 9 настоящего документа.

При оценке технического состояния генератора и возбудителя кроме результатов осмотров элементов генератора и возбудителя и измерений электрических параметров учитывались данные прямых проверок на работоспособность ДГУ и имевшие место повреждения и отказы генератора и возбудителя (таблица 4).

8.1.2 На основании выполненного анализа данных эксплуатационной и ремонтной документации по генератору и возбудителю комиссией установлено следующее:

- генератор и возбудитель, эксплуатируются в соответствии с эксплуатационной и ремонтной документацией. Перечень технической документации см. п.2 настоящей "Оценки технического состояния и остаточного ресурса ДГУ".
- техническое обслуживание и ремонт генератора и возбудителя проводятся в соответствии с требованиями "Технического обслуживания и инструкции по эксплуатации", инв. № ОБС.460.193, "Регламента технического обслуживания и ремонта систем, важных для безопасности энергоблока № ... *наименование* АЭС", инв. № 316-23ОППР, "Регламента технического обслуживания систем безопасности энергоблока № ... *наименование* АЭС", инв. № 32-ОППР. Ремонтный цикл генераторов и возбудителей составляет 6 лет. В течение цикла выполняется 5 текущих и 1 капитальный ремонт. Перечень проведенных технических обслуживаний и ремонтов дан в таблице № 3 настоящей "Оценки технического состояния и остаточного ресурса ДГУ".

  Все электрические машины являются ремонтируемыми, что позволяет частично или полностью восстанавливать их ресурс при проведении технического обслуживания и ремонта.

  С 1996 г. согласно графика выполнялись текущие ремонты генератора и возбудителей с вскрытием торцевых щитов. Техническое состояние деталей и узлов генератора и возбудителя удовлетворительное (акт №.... от ....);
- приведенные в ТУ16.512.307-72 значения показателей надежности и ресурса (назначенный ресурс до капитального ремонта 20000 часов) конструктивно ориентированы на продолжительный, непрерывный режим работы генератора и возбудителя;
- фактическая наработка генератора и возбудителя не превышает 550 часов, что составляет менее 3% назначенного ресурса до капитального ремонта (20000 часов);
- выполненные осмотры элементов генератора и возбудителя, определяющие их техническое состояние, показывают, что определяющие параметры технического состояния элементов соответствуют требованиям п.5.2, таблицы 9 настоящей "Оценки технического состояния и остаточного ресурса ДГУ" и технической документацией предприятия-изготовителя. Трещины, язвы, деформация, коррозия поверхностей элементов отсутствуют. Зазоры в подшипниках в соответствии с таблицей зазоров в соответствии с РД 34-45-51.300-97 "Объем и нормы испытаний электрооборудования", и инструкцией по эксплуатации предприятия-изготовителя (акт № ... от ...);
- проведенные за последние 10 лет электрические измерения и испытания токопроводящих элементов и изоляции генератора и возбудителя в соответствии с РД 34-45-51.300-97 "Объем и нормы испытаний электрооборудования" показали, что состояние электропроводящих элементов и изоляции соответствуют требованиям РД 34-45-51.300-97 и инструкции инв. № ОБС.460.193. Электрические параметры (напряжение, ток, сопротивление изоляции, температура подшипника) соответствуют паспортным данным и ТУ16.512.307-72 (Акт № ... от ...);
- повреждений и отказов генератора и возбудителя, обусловленных износами деталей и узлов или нарушением электрических параметров за весь период эксплуатации, не было (см. таблицу 4);

На основании выше приведенного можно сделать заключение, что генератор и возбудитель находятся в работоспособном состоянии.

8.2 Электродвигатели механизмов систем, обеспечивающих работоспособность ДГУ

8.2.1 В качестве привода насосов, компрессоров и вентиляторов вспомогательных систем ДГУ-1 применены электродвигатели:

- А - постоянного тока:
- насос предварительной прокачки топлива (НППТ);
- насос предварительной прокачки масла (НППМ);
- В - асинхронные с короткозамкнутым ротором (U=0,4 кВ):
- водяные насосы "горячего" резерва (ВНГР);
- масляные насосы "горячего" резерва (МНГР);
- насосы подкачки расходных баков топлива (ТНБ);
- насосы подкачки масляных баков (МНБ);
- вентиляторы охлаждения генераторов (ВОГ);
- компрессоры системы сжатого воздуха (КД).

8.2.2 Наработка электродвигателей ВНГР, МНГР, КД не превышает 3 часов в сутки. Насосы ТНБ, МНБ включаются в работу периодически, на время подкачки баков, и их наработка незначительна, так как мала наработка ДГУ. Насосы НППМ, НППТ находятся в работе только во время пуска ДГУ, вентиляторы ВОГ обеспечивают охлаждение генераторов во время их работы, поэтому наработка данных электродвигателей также незначительна. Электродвигатели механизмов были заменены в 1996 г. (акт № ... от ...).

8.2.3 Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт электродвигателей осуществляется в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документацией предприятий-изготовителей и станционной технической документацией.

Отказов электродвигателей, приведшие к отказам ДГУ-1, за период с 1990 г. по 1999 гг. не зафиксировано (см. таблицу 4).

8.2.4 Электродвигатели насосных агрегатов, компрессоров, вентиляторов находятся в работоспособном состоянии.

8.3 Электрическое оборудование закрытых распределительных устройств (ЗРУ) 6 кВ и 0,4 кВ и низковольтных комплектных устройств (НКУ)

8.3.1 В состав ЗРУ и НКУ входят:

- шкафы комплектных распределительных устройств (КРУ) напряжением 6 кВ серии К-XII;
- силовые распределительные сборки напряжением 0,4 кВ типа РТЗО-63Ш-196 - вводные шкафы, РТЗО-63Ш-197 - распределительные шкафы;
- шкафы автоматов гашения поля и автоматики выключателей генераторов типа ПНЛ 7801-52Д2;
- реостаты возбуждения серии РВМ;
- станции магнитные постоянного тока серии СМЭ.

Перечень оборудования, входящего в состав ЗРУ и НКУ, и показатели долговечности приведены в приложении 1 к "Оценке технического состояния и остаточного ресурса ДГУ". *(В данном примере не приводится).*

8.3.2 Оборудование введено в эксплуатацию в 1971-1972 гг. Эксплуатация осуществляется в соответствии с требованиями ОПЭАС, технической документации предприятий-изготовителей и станционной технической документации инв. №№ ОКИ.143.012; ОВЩ.468.031; 4ПАЕ20 ИЭ; ОТР 463.122 ИЭ; ОБТ.402.010.184; ОВП.463.015; ИЭ № 118-ЭЦ.

8.3.3 В целях обеспечения надежной работы оборудования и безопасной эксплуатации выполнены требования циркуляров "О повышении надежности блокировки

КРУ серии К-ХП", инв. № Э-5/77 от 04.07.77 г., "Рекомендации по эксплуатации пакетных выключателей", инв. № ИГЛЦ.656.254.003.ПС-1.

8.3.4 Ремонт оборудования ЗРУ и НКУ согласно станционного решениям №№ 15р/98-Ш-IV-ЭЦ и 14р/97-Ш-V-ЛБ проводится ежегодно, техническое обслуживание - два раза в месяц в соответствии с "Регламентом технического обслуживания систем безопасности", инв. № 32-ОППР технического обслуживания систем безопасности энергоблока № ... *наименование* АЭС".

Повреждений и отказов рассматриваемого оборудования за период с 1990 г. по 1999 г. не зафиксировано.

Каждые пять лет проводится замена пакетных выключателей типа ПВМ3-60 в распределительных сборках РТЗО.

8.3.5 Во исполнение решения 8р/95-Ш-IV-ЛБ в 1997 г. проверено состояние коммутационной аппаратуры с оценкой остаточного ресурса. Проверка показала удовлетворительное состояние аппаратуры. Проведенная оценка остаточного ресурса коммутационной аппаратуры показала, что остаточный ресурс аппаратуры составляет не менее 15 лет (акт №... от ...).

8.3.6 Экспертно оценена наработка коммутационной аппаратуры, входящей в состав ЗРУ и НКУ, по состоянию на 01.06.99 г., данные приведены в приложение 2 к "Оценке технического состояния и остаточного ресурса ДГУ". *(В данном примере не приводится).*

8.3.7 Проведенные за последние 10 лет электрические измерения и испытания токопроводящих элементов и изоляции электрического оборудования ЗРУ и НКУ в соответствии с РД 34-45-51.300-97 "Объем и нормы испытаний электрооборудования" показали, что состояние электропроводящих элементов и изоляции соответствуют требованиям РД 34-45-51.300-97 и инструкциям по эксплуатации.

8.3.8 Техническое состояние электрических элементов ЗРУ и НКУ находятся в работоспособном состоянии.

8.4 Результаты оценки технического состояния электрического оборудования ДГУ

8.4.1 На основании проведенных работ комиссией установлено следующее:

- электрическое оборудование ДГУ-1 эксплуатируется в соответствии с эксплуатационной и ремонтной документацией (перечень технической документации см. п.2 настоящей "Оценки технического состояния и остаточного ресурса ДГУ");
- все электрические машины, распределительные и комплектные устройства являются ремонтируемыми, что позволяет полностью восстанавливать их ресурс при проведении технического обслуживания и ремонта;
- электрические машины находятся в удовлетворительном состоянии, общая наработка генераторов и возбудителей не превышает 550 ч (менее 3% назначенного ресурса), наработка электродвигателей механизмов систем, обеспечивающих работоспособность ДГУ, незначительна, и не превышает назначенного ресурса, приведенного в технической документации предприятий-изготовителей;
- проведенные за последние 10 лет электрические измерения и испытания токопроводящих элементов и изоляции электрического оборудования в соответствии с РД 34-45-51.300-97 "Объем и нормы испытаний электрооборудования" показали, что состояние электропроводящих элементов и изоляции соответствуют параметрам, определяющим техническое состояние электрического оборудования, требованиям инструкций по эксплуатации предприятий-изготовителей.

Электрические параметры (напряжение, ток, сопротивление изоляции, температура подшипника генератора) ДГУ-1 находились в допустимых пределах и соответствовали ТУ3-904-75 и инструкции по эксплуатации инв. № 15Д100ТО1.

Режимов эксплуатации не предусмотренных инструкциями по эксплуатации предприятий-изготовителей за весь период эксплуатации не было;

- повреждений и отказов электрооборудования ДГУ за последние 10 лет эксплуатации, не было (см. таблицу 4);
- электрические машины, распределительные и комплектные устройства находится в удовлетворительном состоянии и работоспособны;
- факторов, препятствующих дальнейшей эксплуатации электрических машин, распределительных и комплектных устройств нет.

9 Оценка технического состояния элементов системы управления, защиты и сигнализации

9.1 При оценке технического состояния определяются ресурсные характеристики, а конкретно оценивается величина наработки аппаратов с учетом частоты коммутаций и условий эксплуатации.

9.2 Источниками исходной информации для оценки состояния аппаратуры являются: электрические схемы цепей, перечни комплектующих элементов, паспорта на аппаратуру, технические условия.

9.3 Определение ресурсных характеристик аппаратов и элементов.

9.3.1 Ресурсные характеристики схемных элементов определялись по ГОСТ и ТУ, которые действовали в период разработки и изготовления электрических узлов рассматриваемых ДГУ.

В качестве ресурсных характеристик использовались:

$T_к$ - коммутационная износостойкость, циклы;

$T_м$ - механическая износостойкость, циклы;

$T_р$ - средний ресурс (циклы, часы);

$T_{сл}$- средний срок службы (годы).

9.3.2 Значения ресурсных характеристик схемных аппаратов и элементов приведены в таблице 13

9.3.3 Результаты расчета выработанного и остаточного ресурса релейно-контактных аппаратов (РКА) и других схемных аппаратов и элементов приведены в таблице 14.

9.3.4 Рекомендации по обеспечению работоспособности схемных аппаратов и других элементов приведены в таблице 15-20.

9.4 Анализ показывает, что назначенный ресурс всех релейно-контактных аппаратов не выработан полностью и они с учетом профилактических мероприятий могут быть использованы в течении назначенного срока службы ДГУ при условии своевременной замены аппаратов согласно таблиц 15–20.

Техническое состояние элементов системы управления, защиты и сигнализации - работоспособны.

Таблица 13

Ресурсные характеристики
основных элементов цепей управления дизель-генераторных установок
(применительно к ДГУ типа 15Д100)

Наименование и тип элемента	Ресурсные характеристики				Источник информации
	$T_к$	$T_м$	$T_{рес}$	$T_{сл}$	
1. Реле указательное РУ-21	1250 цикл	5000 цикл	5000 цикл	-	ГОСТ 1152-75 ТУ 16-523.465-79
2. Реле промежуточные РП-23 РП-24 РП-25 РП-11 РП-41	$1,0x10^4$ цикл	$1 x10^5$ цикл	$1 x10^4$ цикл	не менее 12 лет	ГОСТ 1152-75 ТУ 16-523.483-74
3. Реле напряжения: РН-50 РН-53 РН-54	1250 цикл	1,25x10 цикл	-	-	ГОСТ 3699-75 ТУ 16-523.599-77 ТУ 16-523. 156-75
4. Реле времени: ЭВ-124 ЭВ-133 ЭВ-132 ЭВ-134	1250 цикл	$5x10^3$ цикл	$5x10^3$ цикл	не менее 12 лет	ГОСТ 22557-77 ТУ 16-523.557-78 ТУ 16-523. 486-75
5. Реле напряжения обратной последовательности РНФ-1М Е-40 РНТ-565	5000 цикл	$5x10^4$ цикл	-	-	ГОСТ 1152-75 ТУ 16-523. 154-75
6. Реле тока РТ-40 РНТ-565	800 цикл	$8x10^3$ цикл	-	-	ГОСТ 3698-75 ТУ 16-523. 468-78
7. Реле тока дифференциальное ДЗТ-11	800 цикл	8x10 цикл	-	-	ГОСТ 3698-75
8.Реле промежуточные РП-251 РП-252 РП-232 РП-352 РЭВ-882	$0,2x10^4$ цикл	$1x10^5$ цикл			ГОСТ 1152-75 ТУ 16-523. 483-78 ТУ 16-523. 078-70 ТУ 16-523. 483-78 ТУ 16-523. 078-70
9. Реле разности частот ИРЧ-0,1 А	1250 цикл	$1,15x10^4$ цикл	-	-	ТУ 16-523. 015-70
10. Контактор возбуждения КТ 605113	$1x10^6$ цикл	$1,25x10^7$ цикл	$2,86x10^5$ цикл	-	ГОСТ 11206-70 ТУ 16-524.072-71
11. Контактор форсировки КПД-111,630 А КПД-111Е КПД-121Е КП-1	$0,5x10^5$ цикл	$1,0x10^6$ цикл	-	-	ГОСТ 11206-70 ТУ 16-524.081-72
12. Пускатель ПМЕ-211	$2,5x10^5$ цикл	$2,5x10^6$ цикл	$20x10^5$ цикл	12 лет	ГОСТ 2491-72 ТУ 16-536. 281-78
13. Выключатели автоматические	$0,7x10^5$	$3,12x10^5$	$0,5x10^5$	-	ТУ 16-522. 066-75

Наименование и тип элемента	Ресурсные характеристики				Источник информации
	$T_к$	$T_м$	$T_{рес}$	$T_{сл}$	
АП-50 АП-25 А 3161,А 3162, А 3182	цикл $0,2x10^5$ цикл	цикл $2,0x10^5$ цикл	цикл $0,1x10^5$ цикл		 ТУ 16-526. 010-73
14. Кнопка управления К 03 КЕ-011	$2,5x10^5$ цикл	$2,5x10^6$ цикл	$1,25x10^6$ цикл	-	ГОСТ 2492-77 ТУ 16-523. 313-77 ТУ 16-526. 054-78
15. Выключатель пакетный ПВ2-10	$0,5x10^6$ цикл	$1x10^6$ цикл	-	-	ГОСТ 16708-77 ТУ 16-526. 236-71
16. Переключатель ПМОФ-45	$2,0x10^5$ цикл	$8,0x10^5$ цикл	-	-	ГОСТ 16708-77 ТУ 16-524. 074-75
17. Рубильник Р-20	50 цикл	$1,6x10^4$ цикл	-	-	ГОСТ 12434-73 ТУ 16-525. 005-74
18. Электроизмерительные приборы: вольтметр Э-377 амперметр Э-377, М-305 ваттметр Д-312, Д-335 фазометр Д-300 частотомер Э-372	- - - - -	- - - - -	$2,5x10^4$ ч -"- - - -"- -"-	12 лет -"- -"- -"- -"-	ГОСТ 8711-78 ГОСТ 15182-70 ТУ 25-04. 3720-79 -- " -- -- " -- ГОСТ 8039-76 ГОСТ 8470-72
19. Трансформаторы напряжения: НОМ-6, НТМИ-6 тока: ТВЛМ-10, ТК-120			$5,0x10^4$	не менее 15 лет	ГОСТ 1983-77
20. Ключ управления МКВ-22	$1x10^4$ цикл	$2x10^6$ цикл	-	-	ТУ 16-524. 048-76
21. Сопротивление ПЭ-50	-	-	$4,0x10^4$	20 лет	МРТУ 11. ОЖО. 467. 514 ТУ
22. Провод ПР	-	-	-	25 лет	ГОСТ 26445-85 ТУ 16-705. 456-87
23. Вентили (диоды) кремниевые ВЛ-25 селеновые ВЛ-56				 15 лет 10 лет	ГОСТ 10662-69 ТУ 16-529.765-73
24. Транзисторы П 210			$0,5x10^6$ ч	15 лет	ГОСТ 10662-69
25. Шунт				не мене12 лет	
26. Арматура сигнальных ламп АС-220 АСКМ-4				не менее 12 лет	ГОСТ 10264-76 ТУ 16-545.152-77

Таблица 14

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ВЫРАБОТАННОГО $T_{вр}$ И ОСТАТОЧНОГО $T_{ор}$ РЕСУРСА РКА С УЧЕТОМ ПРОРЦЕССОВ СТАРЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ КАТУШЕК
(применительно к ДГУ типа 15Д100)

Наименование аппарата	Нормативный ресурс, $t_{пр}$ (цикл)	Граничная частота коммутации, $f_г$(сраб/ч)	Рабочая частота коммутации, $f_р$(сраб/ч)	Ресурс аппарата	
				Выработанный, $t_{вр}$	Остаточный $t_{ор}$
1. Реле указательное РУ-21	5000	2,37	0,5	1056	3944
2. Реле промежуточ- ные типа РП-23	10000	4,37	1,0	2112	7888
3. Реле напряжения РН-50,РН-53,РН-54	1250	0,59	0,125	264	986
4. Реле времени ЭВ-124	5000	2.37	0,5	1056	3944
5. Реле напряжения обратной последовательности РНФ-1М	5000	2,37	1,0	2112	7888
6. Реле тока РТ-40	800	0,38	0,125	264	536
7. Реле тока дифференц. ДЗТ-11	800	0,38	0,125	264	536
8. Реле промежуточн. РП-215,РП- 252	2000	0,95	0,25	528	1472
9. Реле промежут. РП-232, РП-352	5000	2,37	1,0	2112	2888
10.Реле разности частот ИРЧ-0,1А	1250	0,59	0,125	264	986
11.Контактор КТ605113	286000	135	10	21120	264880
12.Контактор КПД-111,КПД-121, КП-1.	50000	23,7	10	21120	28880
13.Пускат. ПМЕ-211	$2,5x10^5$	118,3	30	63360	1866401232
14.Выключ. автомат. АП-25, АП-50	$0,5x10^5$	23,7	1,0	2112	47888
15.Выключ. автомат. А3161,А3162,А3182	70000	33,0	10	21120	48880
16.Кнопки К03, КЕ-011	$2,5x10^5$	118,3	10	21120	228880
17.Выключ. пакетный ПВ2-10	500000	236	1	2112	497888
18.Переключ. ПМОФ-45	200000	95	10	21120	178880
19.Рубильник Р-20	50 (под током)	0,02	0,125	264	0
20.Ключ упр. МКВ-22	$1x10^4$	4,73	1,0	2112	7888

Примечание: Под граничной частотой $f_г$ понимается частота коммутации РКА, при которой в течение заданного периода эксплуатации полностью вырабатывается ресурс.

Таблица 15

Дизель-генераторная установка. Цепи защиты.
(применительно к ДГУ типа 15Д100, схема 2889-Э, лист 1)

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Рекомендации по обеспечению надежности
1. Реле промежуточное	РП-24	1РП,2РП	При частоте fр< 5 сраб/ч могут быть использованы, при большей частоте – замена
2. Реле указательное	РУ-21	1РУ,2РУ	При частоте fр< 3 сраб/ч могут использоваться, при большей частоте – замена
3. Реле промежуточное	РП-23	3РП	Замена при fр> 5 сраб/ч
4. Реле времени	ЭВ-124	2РВ	Замена при fр>3 сраб/ч
5. Реле времени	ЭВ-133	1РВВ,3РВ	- " -
6. Реле напряжения	РН-53/60Д	3РН	Замена при fр> 0,5 сраб/ч
7. Реле напряжения	РН-54/100	2РН	- " -
8. Фильтр реле напряжения обратной последовательности	РНФ-1М	ФНОП	Замена при fр>3,0 сраб/ч
9. Рубильник	Р-20	Р	Профилактика (чистка)
10.Реле тока	РТ-40/6	1РТ - 4РТ	Замена при fр>0,25 сраб/ч
11.Автоматический выключатель	АП-50-3М	АВ	Профилактика (чистка контактов, проверка срабатывания)
12.Реле тока дифференциальное	ДЗТ-11/3	1РНТ - 3РНТ	Замена при fр>0,25 сраб/ч
13.Кнопка	К03	1К	Чистка контактов, регулировка
14.Вольтметр	Э-377	V	Замена
15.Трансформатор	НТМИ-6	1ТН	Проверка изоляции
Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Рекомендации по обеспечению надежности
16.Арматура сигнальной лампы	АС-220	1ЛС	Профилактика
17.Автоматический выключатель	АП-25-3М	1АВН	Профилактика (чистка контактов, проверка срабатывания)
18.Трансформатор напряжения	НОМ-6	2ТН	Проверка изоляции
19.Арматура сигнальной лампы	АС-220	2ЛС	Профилактика
20.Автоматический выключатель	АП-25-3М	2АВН	Профилактика (чистка контактов, проверка срабатывания)
21.Арматура сигнальной лампы	АС- 220	ЛС	Профилактика
22.Лампа сигнальная	СЦ-21		Замена

Таблица 16

Дизель-генераторная установка. Цепи управления
АВР и сигнализации выключателями и АГП
(применительно к ДГУ типа 15Д100, схема 2898-Э, лист 2)

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Рекомендации по обеспечению надежности
1. Реле промежуточное	РП - 232	РБН	При частоте fр<2 сраб/ч – может использоваться
2. Реле указательное	РУ - 21	РУ	При частоте fр>3 сраб/ч – замена
3. Реле двухпозиционное	РП - 352	РФ	При частоте fр>2 сраб/ч – замена
4. Реле промежуточное	РП - 252	РПО, РПВ	При частоте fр>2 сраб/ч – замена

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Рекомендации по обеспечению надежности
5. Арматура сигнальной лампы	АС - 220	ЛС	Профилактика
6. Выключатель пакетный	ПБ2-10	ПК	Профилактика
7. Сопротивление	ПЭ - 50	3с - 4с	Замена
8. Сопротивление	ПЭ - 50	1с-2с,5с	Замена
9. Автоматический выключатель	АП50 - 2М	2 АВ	Профилактика (чистка контактов, регулировка, проверка срабатывания)
10. Автоматический выключатель	АП50 - 2М	1 АВ	Профилактика (чистка контактов, регулировка, проверка срабатывания)
11. Реле промежуточное	РП-251	2РП – 3РП	При частоте fp>2 сраб/ч – замена
12. Реле промежуточное	РП - 252	4РП – 6РП	- " -
13. Реле промежуточное	РП - 23	1РП	Замена при fp>5 сраб/ч
14. Реле промежуточное	РП - 23	РБП	Замена при fp>5 сраб/ч
15. Контактор возбуждения	КТ 605113	М	При частоте fp.<120 сраб/ч, может использоваться
16. Контактор форсировки	КПД - 111	Ф	Профилактика
17. Арматура сигнальной лампы	АС - 220	ЛК1	Профилактика
18. Реле разности частот	ИРЧ-0,1 А	РЧ	При fp>5 сраб/ч - замена
19. Реле промежуточное	РП-23	2РПН, РКН	При fp>5 сраб/ч - замена
20. Реле промежуточное	РП-23	КА,РП,РБ, 1РПН	- " -
21. Реле напряжения	РН -54/160	РН	При fp<0,5 сраб/ч, может использоваться
22. Автоматический выключатель	А-3161	3АВ1	Профилактика, регулировка, чистка контактов
23. Автоматический выключатель	АП50 -3М	3АП	- " -
24. Кнопка управления	-	8КУ	Профилактика (чистка контактов)
25. Переключатель	УП – 5317, К 435	5УП	- " -
26. Шунт		Ш	Профилактика
27. Амперметр	М - 305	4А	Замена либо метрологическая проверка
28. Амперметр	Э - 377	3А	- " -
29. Частотомер	Э - 372	М2	- " -
30. Фазометр	Д -300	У	- " -
31. Ваттметр	Д -335	3W	- " -
32. Переключатель	ПМОФ-45-111222/ИД26	ПВ	Профилактика, чистка контактов
33. Переключатель	ПМОФ-45-222222/ИД15	ПА	- " -
34. Лампа коммутаторная	КМ-5	-	Замена
35. Арматура коммутаторной лампы	ЛСКМ-4	2ЛК, 2ЛЗ	Профилактика
36. Ключ управления	НКВ-22/МХ1	2КУ	Чистка контактов, регулировка
37.Переключатель режимов	ПМОФ-45-222222/ИД15	ПР	- " -
38. Лампа коммутаторная	КМ-5		Замена
39. Арматура коммутаторной лампы	ЛКСМ-9	1ЛК, 1ЛЗ	Профилактика
40. Ключ управления	НКВ-22/МХ1	1 КУ	Чистка контактов, регулировка
41. Амперметр	Э-377	2 А	Замена либо метрологическая проверка
42. Ваттметр	Д-312	2 W	- " -
43. Амперметр	Э-377	1 А	- " -
44. Ваттметр	Д-312	1 W	- " -

Таблица 17

ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА. ЦЕПИ ТОКА, НАПРЯЖЕНИЯ И ЗАЩИТЫ
(применительно к ДГУ типа 15Д100, схема 2899-Э, лист 1)

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Рекомендации по обеспечению надежности
1. Реле токовое дифференц.	ДЗТ-11/3	1РНТ-3РНТ	При частоте fp>0,25 сраб/ч-замена
2. Реле токовое	РТ-40/6	1РТ-4РТ	При частоте fp<0,25 сраб/ч, может использоваться
3. Реле промежуточное	РП-24	1РП, 2РП,	При fp>5 сраб/ч – замена
4. Реле промежуточное	РП-23	3РП, 4РП	- " -
5. Реле времени	ЭВ-133	1РВ, 3РВ	При fp<1 сраб/ч - может использоваться
6. Реле времени	ЭВ -124	2РВ	- " -
7. Реле напряжения	РН-54/160	2РН	При fp<5 сраб/ч, может использоваться
8. Реле напряжения	РН-50/60	3РН	- " -
9. Фильтр реле напряж. обратной последовательности	РНФ-1М	ФНОП	- " -
10. Реле указательное	РУ-21/0,015	1РУ, 2РУ	При fp<2 сраб/ч, может использоваться
11. Накладка контакторная	НКР-3	1УО -3УО	Профилактика
12. Вольтметр	Э-377	V	Замена
13. Кнопка	КОЗ	1К	Профилактика, чистка контактов
14. Арматура сигнальной лампы	АС-220	ЛС	Профилактика
15. Лампа сигнальная	РНЦ		Замена
16. Реле указательное	РУ-21/220	3РУ, 4РУ	При fp<2 сраб/ч, может использоваться
17. Рубильник	Р-20	Р	Профилактика, чистка
18. Автоматический выключатель	АП-25-2М	1 АВН	Профилактика, регулировка, проверка срабатывания
19. Арматура сигнальной лампы	АС-220	2 ЛС	Профилактика

Таблица 18

ДИЗЕЛЬ-ГЕННЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА.
ЦЕПИ УПРАВЛЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕМ И АГП
(применительно к ДГУ типа 15Д100, схема 2899-Э, лист 2)

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Рекомендации по обеспечению надежности
1. Реле указательное	РУ-21/220	РУ	При fp<2 сраб/ч, может использоваться
2. Реле промежуточное двухпозиционное	РП-352	РФ	При fp<2 сраб/ч, может использоваться
3. Реле промежуточное	РП-23	АКО,РКВ	При fp<3 сраб/ч, может использоваться
4. Реле промежуточное	РП-252	РПО,РПВ	При fp<2 сраб/ч, может использоваться
5. Электромагнитный замок		ЭВШ	Профилактика, чистка
6. Блок контакты	ВПК-4141	ВШ	- " -
7. Арматура сигнальной лампы	АС-220	ЛС	Профилактика

Наименование	Тип	Обозначение по схеме	Рекомендации по обеспечению надежности
8. Выключатель пакетный	ПВ-2-10	ПК	Профилактика, чистка
9. Сопротивление	ПЭ-50	1С - 5С	Замена
10. Автоматический выключатель	АП-50-2М АП-50-2М	1АВ 2АВ	Профилактика, чистка, регулировка
ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА			
1. Переключатели:	ПМОФ-45-222777/Д15 ПМОФ-45-111222/I-Д86	ПА ПВ	Профилактика, чистка контактов, регулировка - " -
2. Ваттметр	Д-335	2W	Замена либо метрологическая проверка
3. Фазометр	Д-300	Y	- " -
4. Частотомер	Э-372	HZ	- " -
5. Амперметр	Э-377	2А	- " -
6. Амперметр	М-305	3А	- " -
7. Шунт	-	Ш	- " -
8. Переключатель	УП 5317-К485	6УП	Профилактика, регулировка, чистка контактов
9. Кнопка		8КУ,8КУ1	- " -
10. Автоматический выключатель	АП-50-3МТ	3АП	Профилактика, чистка контактов, регулировка, проверка срабатывания
11. Автоматический выключатель	А-3162	АВ1	- " -
12. Реле напряжения	РН-54/160	РН	При fр<0,5 сраб/ч, может использоваться
13. Реле промежуточное	РП-23	КП, РП, РБ, 1РПН, 2РПН, РКН	При fр<3 сраб/ч, может использоваться
14. Реле разности частот	ИРЧ-0,1А	РЧ	При fр>5 сраб/ч - замена, при меньшей, может использоваться
15. Арматура сигнальной лампы	АС-220	ЛК1	Профилактика
БЩУ			
1. Переключатель блокировки	ПМОФ-111111/П-Д42	ПБ	Профилактика
2. Лампа коммутаторная	КМ-5		Замена
3. Арматура коммутаторной лампы	АСКМ-4	ЛК, ЛЗ	Профилактика, чистка, регулировка
4. Ключ управления	МКВ-22/МХI	КУ	
5. Амперметр	Э-377	1А	Замена, либо метрологическая проверка
6. Ваттметр	Д-312	1W	- " -

Таблица 19

ДИЗЕЛЬ - ГЕНЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА.
СХЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ И АРВ
(применительно к ДГУ типа 15Д100, схема 2899-Э, лист 3)

Наименование	Тип	Обозначе-ние по схеме	Рекомендации по обеспечению надежности
1. Диоды	ВЛ-25	В5, В6	Замена
2. Диоды селеновые	-	В1, В4	Замена
3. Реостат шунтовый		РВМ	Чистка, регулировка
4. Переключатель универсал. универсальный	УП5317-К485	6УП	Чистка, регулировка
5. Выключатель	АП-50-3МТ	2АВН	Чистка контактов, регулировка, проверка срабатывания
6. Транзисторы	П210	Т1 - Т6	Замена

Таблица 20

СХЕМА ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ МЕХАНИЗМОВ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ
(применительно к ДГУ типа 15Д100, схема 2899-Э, лист 6)

Наименование	Тип	Обозначе-ние по схеме	Рекомендации по обеспечению надежности
1. Рубильник	Р-20	Р	Чистка, регулировка
2. Пускатель	ПМЕ-211	ПМ	При fр<60 сраб/ч, может использоваться, чистка контактов
3. Автоматический выключатель	АП-50-3МТ	АВ	Чистка, регулировка, проверка срабатывания
НАСОС ПРОГРЕВА ДИЗЕЛЯ ВОДОЙ			
1. Реле промежуточное	РП-25	1РП, 2РП	При fр<3 сраб/ч, может использоваться
2. Переключатель	УП-5311 Ж-225	4УП	Чистка контактов, регулировка
3. Кнопка	КЕ-011	4КУ	- " -
4. Рубильник	Р-20	Р	Чистка, регулировка
5. Пускатель	ПМЕ-211	ПМ	При fр< 60 сраб/ч, может использоваться, чистка, регулировка
6. Автоматический выключатель	АП-50-3МТ	АВ	
НАСОС ЦИРКУЛЯЦИИ МАСЛА			
1. Рубильник	Р-20	Р	Чистка, регулировка
2. Пускатель	ПМЕ-211	ПМ	При fр<60 в ч, может использоваться, чистка, регулировка
3. Автоматический выключатель	АП-50-3МТ	АВ	Чистка, регулировка, проверка срабатывания
ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЬ 1(2,3,4) РАСШИРИТЕЛЬНОГО БАКА			
1. Рубильник	Р-20	Р	Чистка, регулировка
2. Пускатель	ПМЕ-211	ПМ	При fр<60 сраб/ч, может использоваться, чистка, регулировка
3. Автоматический выключатель	АП-50-3МТ	АВ	Чистка, регулировка, проверка срабатывания

10 Оценка технического состояния ДГУ

10.1 Фактические значения определяющих параметров технического состояния составных частей ДГУ-1 соответствуют требованиям, установленным технической документацией предприятия-изготовителя.

10.2 На основании выполненной работы по оценке технического состояния составных частей ДГУ-1 находится в **работоспособном состоянии**. Факторов препятствующих дальнейшей эксплуатации ДГУ не выявлено.

11 Оценка остаточного ресурса ДГУ

11.1 В качестве модели предполагаемой эксплуатации ДГУ-1 принимается эксплуатация ДГУ за последние 10 лет.

11.2 Остаточный ресурс ДГУ определяется остаточным ресурсом дизеля и генератора.

11.3 Наработка дизеля, определенная в соответствии с "Методикой оценки технического состояния и остаточного ресурса ДГУ АС" на момент контроля составляет 23950 часа. Назначенный ресурс до капитального ремонта составляет 36000 часов. Исходя из этого, назначенный ресурс до капитального ремонта будет исчерпан в 2017 г.

11.4 Наработка генератора и возбудителя с начала эксплуатации на момент контроля не превышает 550 часов, что составляет 3% от назначенного ресурса (20000 часов).

11.5 Учитывая вышеизложенное принимаем решение о возможности дальнейшей эксплуатации ДГУ-1 (см. решение) до 2017 г.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер АЭС

Р. Е Ш Е Н И Е №_____

об оценке технического состояния, возможности и условиях дальнейшей эксплуатации дизель-генераторной установки ст. № 1 энергоблока № .... *название* АЭС

На основании анализа технической документации, актов и протоколов результатов контроля и оценки технического состояния составных частей дизель-генераторной установки, анализа периодичности и объемов технического обслуживания и ремонта,[1)] расчета остаточного ресурса дизель-генераторной установки ст. № 1 на *название* АЭС установлено:

1 Техническое состояние на момент контроля дизель-генераторной установки ст. № 1 в составе: дизеля типа 10ДН20,7/2х25,4 (зав. № ...) изготовлен ПО "Завод имени Малышева" по ТУ3-904-75; генератора (зав. №....) типа СГДС15-54-8 с возбудителем (зав. №.....) типа ВС-34/26 изготовленых ПО "Электросила", г. Ленинград по ТУ16.512.307-72, элементов систем управления, защиты и сигнализации соответствует ТУ3-904-75 и определено как **работоспособное.**

2 Срок службы дизель-генераторной установки, ст. № 1, в условиях и режимах, определенных регламентами эксплуатации и технического обслуживания и ремонта на .....АЭС, принимается равным **45 лет**.

3. Срок следующей оценки технического состояния и остаточного ресурса дизель-генераторной установки через **5 лет**.

Приложение:
1. Оценка технического состояния составных частей и остаточного ресурса ДГУ № 1.
2. Заключение по результатам анализа технической документации.
3. Протоколы, акты контроля технического состояния составных частей ДГУ-1. [2)]

Члены комиссии:

(Должность, предприятие, Ф.И.О) Подпись

---

[1] Проведения работ по программе обследования - при необходимости.
[2] В примере не приводятся.

ФЕДЕРАЛЬНЫЙ НАДЗОР
РОССИИ
ПО ЯДЕРНОЙ И РАДИАЦИОННОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ
(ГОСАТОМНАДЗОР РОССИИ)

109147, г.Москва, ул.Таганская, д.34
Тел.: 912-39-11
Телетайп: 111633 "БРИДЕР"
Факс: (095) 912-40-41

02.06.2000 № 8-16/196

На № 15-11/249 240400

Техническому директору
Концерна «Росэнергоатом»
Б.И.Антонову

Рассмотрев «Методику оценки технического состояния и остаточного ресурса дизель-генераторных установок АС», РД-ЭО 0195-00, разработанную в соответствии с «Программой разработки первоочередных методик, необходимых для проведения контроля, оценки, прогнозирования и управления ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АС», разрешаем ее применение.

Начальник отдела по надзору за качеством и сертификации оборудования для ядерных и радационно опасных объектов Д.В.Просвирин

gost.e-ecolog.ru