ПРАВИЛА

ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ

СО 34.04.181-2003

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКОЕ ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

П Р А В И Л А

ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ

СО 34.04.181-2003

Москва
2004

Разработано Открытым акционерным обществом "Центральное конструкторское бюро Энергоремонт"

Исполнители Ю.В. ТРОФИМОВ, В.М. КАРЛИНЕР, И.Г. БАРГ, Е.А. РИВИН, В.П. ОСОЛОВСКИЙ, Л.И.АЛЬБЕРТИНСКИЙ, Ю.В. РАЕВСКИЙ (ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»), Е.Н. ГОРЕВ (ОАО РАО «ЕЭС России»)

Согласовано

ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»
Председатель Правления В.К. ПАУЛИ 03.10.2003

Департамент Генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей
ОАО РАО «ЕЭС России»
Начальник И.Ш. ЗАГРЕТДИНОВ 15.10.2003

Департамент технического перевооружения и совершенствования ремонта
ОАО РАО «ЕЭС России»
Начальник А.А. РОМАНОВ 10.11.2003

Департамент электрических станций
ОАО РАО «ЕЭС России»
Начальник А.А. ВАГНЕР 17.12.2003

ОАО «Федеральная сетевая компания ЕЭС»
Заместитель Председателя Правления
В.А. ВАСИЛЬЕВ 04.09.2003

УТВЕРЖДЕНО ОАО РАО "ЕЭС России"
Заместитель Председателя Правления
В.П. ВОРОНИН 25.12.2003

Ключевые слова: ремонт, электростанция, тепловые и электрические сети, здания и сооружения, оборудование, организация технического обслуживания и ремонта, ремонтные циклы.

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА 8
2 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ 16
2.1 Общие положения 16
2.2 Техническое обслуживание оборудования 17
2.3 Плановый ремонт оборудования 19
2.4 Специализация в энергоремонтном производстве 20
2.5 Документация ТОиР. 23
2.6 Планирование ремонта оборудования 25
2.7 Подготовка к ремонту оборудования 34
2.8 Вывод в ремонт и производство ремонта оборудования 39
2.9 Приемка оборудования из ремонта и оценка качества 44
3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ СРЕДСТВ ТЕПЛОВОЙ АВТОМАТИКИ И ИЗМЕРЕНИЙ, УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ЭЛЕКТРОАВТОМАТИКИ 59
3.1 Техническое обслуживание и ремонт средств ТАИ. Ремонтная документация 59
3.2 Планирование технического обслуживание и ремонта средств ТАИ 62
3.3 Приемка из ремонта средств ТАИ, контроль и оценка качества 63
3.4 Техническое обслуживание и ремонт устройств РЗА 65
4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ .. 66
4.1 Общие положения 66
4.2 Техническое обслуживание 69
4.3 Плановый ремонт 71
4.4 Техническая документация 75
4.5 Планирование ремонта 81
4.6 Подготовка к ремонту 83
4.7 Вывод в ремонт и производство ремонта 87
4.8 Приемка из капитального ремонта 90
5 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 96
5.1 Общие положения 96
5.2 Воздушные линии электропередачи напряжением 35-750 кВ 107
5.3 Воздушные линии электропередачи, трансформаторные подстанции, секционирующие и распределительные пункты электрических сетей 0,38-20 кВ. 115
5.4 Подстанции 35 кВ и выше 124
5.5 Техническое обслуживание устройств релейной защиты и автоматики в электрических сетях 131
5.6 Кабельные линии электропередачи 134
5.7 Техническое обслуживание и ремонт СДТУ, устройств сигнализации, средств измерений 137

6 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ 138
6.1 Общие положения 138
6.2 Техническое обслуживание 138
6.3 Ремонт зданий и сооружений 140
6.4 Специализация работ при ремонте зданий и сооружений. 141
6.5 Планирование ремонта 142
6.6 Подготовка к ремонту 145
6.7 Проведение ремонта 147
6.8 Приемка зданий и сооружений в эксплуатацию 150
Приложение 1 Техническое обслуживание и ремонт. Основные понятия. Термины и определения 152
Приложение 2 Основные функции отдела планирования и подготовки ремонта183
Приложение 3 Финансирование ремонта и сметно-техническая документация 192
Приложение 4 Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте оборудования электростанций 201
Приложение 5 Ремонтный цикл, виды, продолжительность ремонта энергоблоков 150-1200 МВт тепловых электростанций РАО «ЕЭС России» 240
Приложение 6 Нормы продолжительности ремонта оборудования тепловых электростанций с поперечными связями по пару и питательной воде, оборудования гидроэлектростанций и периодичности капитального ремонта 326
Приложение 7 Перспективный план ремонта энергоблоков/энергоустановок ... 340
Приложение 8 Годовой план ремонта энергоблоков/энергоустановок 342
Приложение 9 Порядок обоснования продолжительности ремонта энергоблоков более нормативной 343
Приложение 10 Порядок обоснования проведения ремонта энергоблока с периодичностью, меньше установленной в нормативном ремонтном цикле 346
Приложение 11 Планы подготовки ремонтов 347
Приложение 12 Форма ведомости планируемых работ по ремонту 353
Приложение 13 Форма ведомости дополнительных работ по ремонту 354
Приложение 14 Форма протокола исключения работ из ведомости планируемых работ по ремонту 355
Приложение 15 Акт готовности электростанции к капитальному (среднему) ремонту 356
Приложение 16 Ведомость основных параметров технического состояния котельной установки 359
Приложение 17 Ведомость основных параметров технического состояния паротурбинной установки 361
Приложение 18 Ведомость основных параметров технического состояния гидротурбинной установки 365
Приложение 19 Ведомость основных параметров технического состояния турбогенератора 368
Приложение 20 Ведомость основных параметров технического состояния гидрогенератора 373
Приложение 21 Ведомость основных параметров технического состояния синхронного компенсатора 375

Приложение 22 Ведомость основных параметров технического состояния трансформатора 377
Приложение 23 Ведомость основных параметров технического состояния золоулавливающей установки 380
Приложение 24 Формы исполнительных документов дефектации оборудования при ремонте 382
24.1. Форма акта дефектации оборудования 382
24.2.Форма акта о выявленных дефектах оборудования 384
Приложение 25 Акт об использовании для ремонта материалов- заместителей 386
Приложение 26 Форма ведомости выполненных работ по ремонту 388
Приложение 27 Протокол гидравлических испытаний 389
Приложение 28 Протокол на закрытие цилиндра 390
Приложение 29 Форма акта на приемку из ремонта оборудования установки... 391
Приложение 30 Форма акта на приемку из ремонта установки 394
Приложение 31 Акт о приемке из капитального ремонта средств тепловой автоматики и измерений 396
Приложение 32 Договор на ремонт оборудования тепловых сетей 397
Приложение 33 Перспективный план (годовой график) капитального ремонта тепловых сетей 400
Приложение 34 Акт на скрытые работы по камерам 401
Приложение 35 Акт о растяжке компенсаторов 402
Приложение 36 Акт на промывку (продувку) трубопровода 403
Приложение 37 Акт на гидравлическое испытание трубопровода 404
Приложение 38 Акт на скрытые работы при укладке трубопроводов тепловой сети 405
Приложение 39 Акт на приемку электрозащитной установки в эксплуатацию . 406
Приложение 40 Акт приемки тепловой сети из капитального ремонта 407
Приложение 41 Перспективный (пятилетний) график капитальных ремонтов ВЛ 409
Приложение 42 Годовой план-график капитального ремонта ВЛ 410
Приложение 43 Месячный отчет работ на ВЛ 411
Приложение 44 Годовой отчет работ на ВЛ 412
Приложение 45 Перспективный (пятилетний) график капитальных ремонтов объектов распредсети 413
Приложение 46 Годовой план-график ремонта распределительных электрических сетей 414
Приложение 47 Годовой график технического обслуживания распределительных электросетей 415
Приложение 48 Перспективный (пятилетний) график капитальных, средних ремонтов оборудования подстанций 417
Приложение 49 Годовой план-график ремонта оборудования подстанций 418
Приложение 50 Акт сдачи-приемки отремонтированных, модернизированных объектов электрических сетей 419
Приложение 51 Номенклатура работ при капитальном ремонте труб, газоходов и градирен, выполняемых специализированными ремонтными предприятиями ... 421
Приложение 52 Перспективный план капитального ремонта зданий и сооружений 425

Приложение 53 Годовой план капитального ремонта зданий и сооружений 426
Приложение 54 Периодичность капитальных ремонтов производственных зданий и сооружений 427
Приложение 55 Периодичность капитальных ремонтов конструктивных элементов производственных зданий и сооружений энергопредприятий 430
Приложение 56 Нормы периодичности контроля технического состояния дымовых труб и градирен 434
Приложение 57 Нормы простоя дымовых железобетонных и кирпичных труб для обследования внутренней поверхности футеровки, изоляции железобетонной поверхности и оголовка трубы 435
Приложение 58 Продолжительность капитальных и текущих ремонтов дымовых труб, газоходов и градирен 436
Приложение 59 Акт предремонтного обследования объекта 437
Приложение 60 Ведомость (опись) объёма ремонтно-строительных работ..... 438
Приложение 61 Акт готовности здания, сооружения к производству ремонтных работ 439
Приложение 62 Акт приёмки из ремонта здания, сооружения 440
Приложение 63 Перечень нормативных документов, на которые имеются ссылки в Правилах 443

Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей	**СО 34.04.181-2003** **Взамен РДПр 34-38-030-92**

Дата введения 2004-01-01

Настоящий документ устанавливает основные правила организации технического обслуживания и ремонта (ТОиР) основных производственных фондов тепловых и гидравлических электростанций, тепловых и электрических сетей, требования к порядку планирования и финансирования ТОиР, требования к подготовке и производству ремонта, приемке из ремонта, к оценке качества отремонтированного оборудования, зданий и сооружений и выполненных ремонтных работ.

Правила организации ТОиР оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей (далее Правила) рекомендуются к применению электростанциями, предприятиями тепловых и электрических сетей, управляющими, генерирующими и сетевыми компаниями, а также всеми предприятиями и организациями, привлекаемыми к планированию, подготовке, организации и производству ремонтных работ, разработке технической документации на ремонт оборудования, зданий и сооружений.

Правила разработаны на основе действующих "Правил технической эксплуатации электростанций и сетей Российской Федерации" (ПТЭ) с учетом передового опыта ремонта основных производственных фондов энергопредприятий, а также происходящего углубления и расширения рыночных отношений в электроэнергетике.

Основные термины и их определения, используемые в Правилах, приведены в приложении 1.

1 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА

1.1 Организация технического обслуживания и ремонта технологического оборудования, тепловой автоматики и средств измерений, релейной защиты и электроавтоматики, производственных зданий и технологических сооружений возлагается на тепловые и гидравлические электростанции, предприятия тепловых и электрических сетей*.

При этом энергопредприятия несут ответственность за:

- техническое состояние оборудования, зданий и сооружений;
- планирование и подготовку ТОиР;
- обеспечение ТОиР финансовыми, материальными и трудовыми ресурсами;
- выполнение необходимых объемов работ по ТОиР, обеспечивающих надежность и эффективность эксплуатации;
- качество отремонтированного оборудования, зданий и сооружений, сроки и качество выполненных работ по ТОиР.

1.2 Структура организации ТОиР энергопредприятия должна обеспечивать системное и эффективное решение задач поддержания основных производственных фондов в исправном состоянии при оптимальных затратах на ТОиР, что может наиболее эффективно достигнуто за счет:

- структурной реорганизации действующей системы управления ТОиР, базирующейся на разделении труда и технической ответственности соответствующих специалистов и работников подразделений энергопредприятия за планирование, подготовку производства, финансовое и материально-техническое обеспечение ТОиР и их исполнение;

---

* В дальнейшем тексте именуются: технологическое оборудование, тепловая автоматика и средства измерения, релейная защита и электроавтоматика - оборудованием; производственные здания и технологические сооружения – зданиями и сооружениями; тепловые и гидравлические электростанции – электростанциями; тепловые и электрические сети – сетями; электростанции и предприятия сетей – энергопредприятиями

- создания интегрированной автоматизированной системы управления ТОиР, базирующейся на систематизированном подходе к выполнению работ по ТОиР так, чтобы их выполнение могло быть прослежено и, следовательно, заранее спланировано и всесторонне подготовлено;

– создания системы контроля ТОиР на стадиях подготовки, планирования, обеспечения, исполнения, контроля и анализа полученных результатов.

1.3 Для реализации вышеизложенного энергопредприятия обеспечивают:

– систематизированный учет объектов ТОиР - энергоустановок и входящих в них единиц оборудования, зданий, сооружений, сетей – и планомерный контроль технического состояния этих объектов;

– использование для идентификации энергопредприятий, объектов ТОиР, ремонтных работ, поставщиков и подрядчиков ремонтных работ, других объектов учета, относящихся к энергоремонтному производству, общероссийских и отраслевых классификаторов, информационное сопровождение и обновление которых производится из единого отраслевого информационного центра;

– использование для обмена классификационными, нормативными, плановыми и отчетными данными по ТОиР унифицированных макетов обмена данными, устанавливаемыми в автоматизированной системе «Энергоремонт»;

– своевременное и качественное перспективное, годовое и оперативное планирование и подготовку технического обслуживания, капитальных, средних и текущих ремонтов оборудования, зданий и сооружений, формирование номенклатуры и объемов ремонтных работ;

– рациональное сочетание планово-предупредительных ремонтов и ремонтов по техническому состоянию (ремонт по техническому состоянию – это ремонт, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме, установленными в нормативно-технической документации, а объем и момент начала ремонта определяются техническим состоянием оборудования, зданий и сооружений);

– финансирование ТОиР, формирование договорных цен, разработку проектно-сметной документации на ремонт;

– организацию и проведение конкурсных торгов на выполнение ремонтных работ подрядными предприятиями и организациями, а также на поставку материально-технических ресурсов для ремонта;

– установление объективных функциональных связей между подразделениями и специалистами, позволяющих всей системе управления энергопредприятия оперативно реагировать на производственные возмущения любого масштаба и функционировать при этом в нормальном (обычном) ритме, как в период подготовки, так и в процессе выполнения ремонтных работ;

– необходимые условия для выполнения работ по ТОиР при обязательной тщательной организационно-технической подготовке и необходимом материально-техническом и трудовом обеспечении;

– координацию и управление производством ремонтных работ, приемку из ремонта и оценку качества;

– создание базы данных о выполненных плановых и неплановых ремонтных работах, использованных ресурсах с идентификацией во времени в течении жизненного цикла объекта, сопоставление результатов ремонтных воздействий с понесенными затратами;

– учет и анализ повреждаемости оборудования, эффективности управления энергоремонтом и разработку на этой основе мероприятий по повышению надежности и эффективности эксплуатации оборудования;

– осуществление непрерывности процесса планирования, организационно-технической подготовки и выполнения ремонтных работ;

– организацию работы специалистов в условиях функционирования автоматизированной системы управления производственно-хозяйственной деятельностью энергопредприятия по ремонту основных производственных фондов с использованием локальной сети персональных ЭВМ с организацией автоматизированных мест пользователей и с использованием корпоративной вычислительной сети;

– создание и использование в ремонтной деятельности минимально необходимого и достаточного документооборота, обязательного для применения, как собственным ремонтным персоналом энергопредприятия, так и привлекаемыми к

выполнению ремонтных работ подрядными ремонтными предприятиями и организациями;

– все производственные процессы ТОиР необходимыми и обоснованными нормативами и нормами и управление ими;

– создание методической расчетной базы для осуществления рационального и экономного использования трудовых, материальных и финансовых ресурсов;

– высокое качество выполняемых ремонтных работ;

– анализ и сопоставление полученных результатов ТОиР с понесенными затратами и выработку организационно-технических мероприятий по повышению эффективности ТОиР и снижению издержек ремонтного производства.

1.4 Организационная структура управления электростанцией для выполнения функций по ТОиР, установленных в 1.3, должна включать специально сформированные подразделения:

– отдел планирования и подготовки ремонта, основные функции которого приведены в приложении 2;

- ремонтные бригады и участки, как правило, в эксплуатационных цехах – владельцах оборудования;

- выполнение функций по ТОиР, установленных в 1.3 применительно к объектам электрических сетей, осуществляется производственными службами и отделами, предусмотренными действующими организационными структурами предприятий электрических сетей.

1.5 На крупных электростанциях с ежегодным объемом ремонтных работ 100 млн.рублей и более (в ценах по состоянию на 01.01.03г.) целесообразно выделение из отдела планирования и подготовки ремонта функций координации ремонтов, контроля качества и конструкторско-технологического обеспечения в самостоятельные подразделения:

- отдел координации и управления производством ТОиР;

-отдел (группа) контроля качества ремонтных работ и отремонтированного оборудования;

- отдел (группа) конструкторско-технологического обеспечения ТОиР.

1.6 Исполнение функций по ТОиР подразделениями энергопредприятия, руководящими работниками, ведущими специалистами и другим персоналом должно регламентироваться в полном объеме и с необходимой детализацией в организационных документах – положениях о подразделениях, должностных инструкциях и др.

1.7 Для эффективного взаимодействия подразделений по ТОиР целесообразно их объединение в единую службу ТОиР электростанции, которую должен возглавлять один из руководителей верхнего уровня администрации электростанции.

1.8 Для выполнения ремонтов оборудования, зданий и сооружений энергопредприятия привлекают подрядные предприятия и организации - участников рынка услуг по ремонту, как правило, на основании результатов конкурсных торгов.

Энергопредприятие должно рекомендовать предприятиям и организациям, привлекаемым для выполнения работ по ТОиР, в предконтрактный период провести сертификацию в системе «ЭНСЕРТИКО» в соответствии с информационным письмом РАО «ЕЭС России» №ЯУ-5000 от 26.08.2003.

Электростанция строит свои отношения с подрядным предприятием (организацией) в соответствии с договором, который составляется с учетом требований настоящих Правил и СО 34.20.602-2002 (РД 153-34.1-20.602-2002).

Подрядные предприятия и организации – исполнители ремонта являются ответственными за сроки и качество выполняемых ремонтных работ в согласованных объемах в соответствии с договором.

1.9 Непосредственную координацию производственно-хозяйственной деятельности энергопредприятий по ТОиР оборудования, зданий и сооружений, тепловых и электрических сетей осуществляют генерирующие, управляющие и сетевые компании.

1.10 Генерирующие, управляющие и сетевые компании обеспечивают:

- создание на энергопредприятиях оптимальной организационной структуры системы управления ремонтом;

- организацию создания автоматизированной системы управления производственно-хозяйственной деятельностью энергопредприятия по ремонту основных производственных фондов на базе локальной сети персональных ЭВМ;

- рассмотрение представляемых:

а) электростанциями – проектов перспективных и годовых планов ремонта и модернизации оборудования, зданий и сооружений;

б) предприятиями электрических сетей – проектов перспективных и годовых графиков ремонта оборудования электрических сетей;

- согласование планов и графиков ремонта (а и б) с ОАО "СО–ЦДУ ЕЭС" и его филиалами, в оперативном управлении (ведении) которых находится оборудование, и их утверждение.

Перечень оборудования электростанций, электрических сетей и линий электропередачи, находящихся в оперативном управлении (ведении) ОАО "СО–ЦДУ ЕЭС" и его филиалов, устанавливается ОАО "СО–ЦДУ ЕЭС" и прилагается к договору ОАО "СО–ЦДУ ЕЭС" на оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению соответственно с генерирующей, управляющей и сетевой компаниями;

- рассмотрение представляемых энергопредприятиями перспективных и годовых планов подготовки к ремонтам и их утверждение;

- решение вопросов финансирования подготовки и производства ремонтов, предусмотренных перспективными и годовыми планами, а также аварийно-восстановительных работ;

- формирование централизованного запаса важнейших узлов и деталей для ремонта оборудования, координацию его расходования и пополнения;

- формирование централизованного аварийного запаса материально-технических ресурсов для ремонта, координацию его расходования и пополнения;

- организацию обеспечения энергопредприятий техническими средствами диагностирования, контроля и испытаний;

- координацию проведения энергопредприятиями конкурсных торгов на выполнение ремонтных работ подрядными предприятиями и организациями и на поставку материально-технических ресурсов для ремонта;

- контроль выполнения энергопредприятиями планов ремонта оборудования, зданий и сооружений, рациональности использования финансовых и материальных ресурсов;

- организацию разработки нормативных документов по ТОиР, типовой технологической документации на ремонт оборудования;

- организацию и координацию производства заводского ремонта транспортабельного оборудования, восстановления и упрочнения быстроизнашиваемых узлов и деталей оборудования;

- организацию разработки документов по обеспечению качества ремонтных работ и отремонтированного оборудования, зданий и сооружений;

- организацию анализа информации о повреждениях и дефектах оборудования, выявляемых при ТОиР, о его надежности, разработку мероприятий по снижению повреждаемости оборудования, повышению его надежности, ремонтопригодности, в том числе путем его модернизации;

- организацию разработки мероприятий по повышению эффективности системы ТОиР на энергопредприятиях, формирование программы НИОКР по повышению организационно-технического уровня ТОиР оборудования, зданий и сооружений;

- организацию подготовки и повышения квалификации персонала ремонтных подразделений энергопредприятий;

- организацию эксплуатации автоматизированной системы «Энергоремонт», других информационных технологий, обеспечивающих автоматизацию обработки и передачи данных при планировании, контроле и анализе проведения ремонтов.

1.11 В период до создания генерирующих, управляющих и сетевых компаний их функции, указанные в 1.10 осуществляют:

- по энергопредприятиям, непосредственно входящим в состав РАО "ЕЭС России" - соответствующие подразделения РАО "ЕЭС России";

- по энергопредприятиям, входящим в состав АО-энерго – АО-энерго.

1.12 Общие положения по финансированию ТОиР оборудования, зданий и сооружений, формированию сметно-технической документации определены в приложении 3.

1.13 При организации, подготовке и выполнении ТОиР должно быть обеспечено соблюдение требований нормативных документов, регламентирующих безопасность труда и пожарную безопасность.

2 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

2.1 Общие положения

Техническое обслуживание и ремонт предусматривает выполнение комплекса работ, направленных на обеспечение исправного состояния оборудования, надежной, безопасной и экономичной его эксплуатации, проводимых с определенной периодичностью и последовательностью, при оптимальных трудовых и материальных затратах.

Комплекс проводимых работ включает:

- техническое обслуживание оборудования;

- плановый ремонт оборудования;

- накопление и изучение опыта эксплуатации и ремонта, установление оптимальной периодичности и продолжительности проведения капитальных, средних и текущих ремонтов;

- применение современных средств диагностирования для контроля и прогнозирования технического состояния оборудования и принятия решения о необходимости ремонта;

- внедрение прогрессивных форм организации и управления ремонтом с применением вычислительной техники и информационных технологий;

- внедрение передовых методов ремонта, комплексной механизации и прогрессивной технологии;

- широкое внедрение специализации ремонтных работ;

- контроль качества выполняемых работ в процессе ремонта и контроль качества отремонтированного оборудования;

- своевременное обеспечение ремонтных работ материалами, запчастями и комплектующим оборудованием;

- анализ параметров технического состояния оборудования до и после ремонта по результатам испытаний.

2.2 Техническое обслуживание оборудования

2.2.1 Техническое обслуживание находящегося в эксплуатации оборудования электростанций состоит в выполнении комплекса операций по поддержанию его работоспособного или исправного состояния, которые предусмотрены в конструкторских эксплуатационных или нормативных документах, а также необходимость в которых выявлена по опыту эксплуатации.

Операции по техническому обслуживанию могут проводиться на работающем или остановленном оборудовании при этом состав работ в обобщенном виде следующий:

- обход по графику и технический осмотр работающего оборудования для контроля его технического состояния и своевременного выявления дефектов;

- контроль технического состояния оборудования с применением внешних средств контроля или диагностирования, включая контроль переносной аппаратурой герметичности, вибрации и др., визуальный и измерительный контроль отдельных сборочных единиц оборудования с частичной, при необходимости, его разборкой;

- замена смотровых стекол, загрузка дроби и шаров, осмотр и замена дефектных бил молотковых мельниц, чистка масляных, мазутных, воздушных и водяных фильтров и отстойников, чистка решеток водоочистных сооружений, трубных досок конденсаторов и маслоохладителей;

- осмотр и проверка механизмов управления, подшипников, приводов арматуры, подтяжка сальников, регулировка обдувочных, дробеструйных, газо- и пневмоимпульсных, ультразвуковых и электроимпульсных аппаратов;

- обдувка поверхностей нагрева, устранение зашлакований, присосов, пылений, парений, утечек воды, масла, газа и мазута, обслуживание водомерных колонок;

- очистка смазочных жидкостей с помощью внешних очистительных устройств или замена смазочного материала (смазок, масел и т.п.);

- контроль исправности измерительных систем и средств измерений, включая их калибровку;

- наблюдение за опорами, креплениями, указателями положения трубопроводов;

- проверка (испытания) на исправность (работоспособность) оборудования, выполняемая с выводом оборудования из работы или на работающем оборудовании;

- устранение отдельных дефектов, выявленных в результате контроля состояния, проверки (испытаний) на исправность (работоспособность);

- осмотр и проверка оборудования при нахождении его в резерве или на консервации, с целью выявления и устранения отклонений от нормального состояния.

2.2.2 Периодичность и объем технического обслуживания оборудования и запасных частей, находящихся на хранении на электростанциях, в том числе централизованного запаса, устанавливается электростанциями в соответствии с инструкциями по хранению и консервации оборудования и запасных частей.

2.2.3 На каждой электростанции:

- устанавливается состав работ по техническому обслуживанию и периодичность (график) их выполнения для каждого вида оборудования с учетом требований завода-изготовителя и условий эксплуатации;

- назначаются ответственные исполнители работ по техническому обслуживанию из персонала электростанции или заключается договор с подрядным предприятием на выполнение этих работ;

- вводится система контроля за своевременным проведением и выполненным объемом работ при техническом обслуживании;

- оформляются журналы технического обслуживания по видам оборудования, в которые должны вноситься сведения о выполненных работах, сроках выполнения и исполнителях.

Указанные документы должны быть проработаны с персоналом и находиться на рабочих местах.

2.3 Плановый ремонт оборудования

2.3.1 Плановый ремонт оборудования основан на изучении и анализе ресурса работы деталей и узлов с установлением технически и экономически обоснованных норм и нормативов.

2.3.2 Плановый ремонт предусматривает вывод в ремонт оборудования с учетом требований действующих в отрасли норм и нормативов.

2.3.3 Плановый ремонт подразделяется на следующие виды:
капитальный, средний и текущий.

Определение терминов капитальный, средний и текущий ремонты приведены в приложении 1 применительно к следующим объектам ремонта:

- оборудование (котел, турбина, генератор, трансформатор, насос, электродвигатель, дизель, задвижка, прибор и т.п.) как изделие машиностроительного производства;

- установка (котельная, турбинная, генераторная, трансформаторная) как совокупность оборудования, взаимосвязанного в рамках определенной технологической схемы производства, преобразования, передачи, распределения и потребления энергии.

2.3.4 Вид ремонта установки определяется, как правило, видом ремонта основного оборудования, входящего в установку.

2.3.5 Вид ремонта вспомогательного оборудования может отличаться от вида ремонта основного оборудования установки.

На электростанции должна быть установлена и утверждена номенклатура вспомогательного оборудования с указанием места его установки, ремонт которого производится:

- в сроки, определяемые сроками ремонта основного оборудования;

- в процессе эксплуатации основного оборудования;

- при нахождении в резерве основного оборудования.

2.3.6 Порядок планирования, периодичность и продолжительность ремонта основного оборудования устанавливаются в 2.6.

2.3.7 Порядок планирования, периодичность и продолжительность ремонта вспомогательного оборудования устанавливаются электростанциями с учетом

2.3.5 и 2.6, исходя из местных условий, при этом периодичность капитального ремонта не должна быть менее 2 лет.

Продолжительность ремонта вспомогательного оборудования также может быть определена по его техническому состоянию после диагностирования оборудования.

В исключительных случаях для вспомогательного оборудования, работающего в условиях интенсивного абразивного износа, периодичность капитального ремонта может быть установлена менее 2 лет.

2.3.8 Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном, среднем и текущем ремонте основного и вспомогательного оборудования блочных ТЭС приведены в нормативах планово-предупредительного ремонта (ППР) энергоблоков 150-800 МВт.

2.3.9 Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте основного и вспомогательного оборудования ТЭС с поперечными связями и ГЭС приведены в приложении 4. Для среднего и текущего ремонтов номенклатура и объем работ разрабатываются электростанцией и утверждаются управляющей (генерирующей) компанией.

2.3.10 Сроки проведения работ по техническому перевооружению и модернизации основного и вспомогательного оборудования должны быть совмещены, как правило, со сроками проведения плановых ремонтов.

2.4 Специализация в энергоремонтном производстве

2.4.1 Специфика энергоремонта, выражающаяся в технической сложности и большом разнообразии оборудования, производстве ремонта на месте его эксплуатации с определенной периодичностью, использовании при ремонтах значительных финансовых, материальных и трудовых ресурсов требует развития специализации и оптимального распределения номенклатуры и объемов ремонтных работ, выполняемых собственным ремонтным персоналом электростанций и передаваемых для выполнения подрядным предприятиям и организациям- участникам рынка услуг по ремонту.

2.4.2 Специализация и оптимальное распределение номенклатуры и объемов ремонтных работ предусматривает:

1) наличие ремонтных бригад и (или) участков на электростанциях для:

- выполнения технического обслуживания оборудования;
- выполнения работ по устранению дефектов и неисправностей оборудования, возникших в процессе эксплуатации;
- осуществления контроля качества ремонтных работ, выполненных подрядными предприятиями и организациями.

2) наличие подрядных предприятий и организаций - участников рынка услуг по ремонту для выполнения текущих, средних и капитальных ремонтов оборудования и сверхтиповых ремонтных работ.

2.4.3 Рекомендуемые значения соотношения стоимости работ по ремонту основных производственных фондов электростанций, выполняемых собственным персоналом и передаваемых для выполнения подрядными ремонтными предприятиями (организациями) приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Тип Электростанции	Оборудование		Здания и сооружения	
	хозспособ	подряд	хозспособ	подряд
ТЭС	23%	77%	20%	80%
ГЭС	23%	77%	18%	82%

При этом АО-энерго и АО-электростанций целесообразно и необходимо в процессе реформирования существующей системы ремонтного обслуживания электростанций выполнить следующее:

- привести фактическую долю стоимости ремонтных работ в случае ее превышения в соответствие со значением, приведенным в таблице для условий их выполнения собственным ремонтным персоналом электростанции;

- при значениях фактической доли стоимости ремонтных работ в пределах, установленных в таблице, сохранить существующее соотношение в процессе реформирования системы ремонтного обслуживания.

2.4.4 Создаваемые генерирующие компании в целях повышения эффективности основного бизнеса – производства электрической и тепловой энергии – при формировании организационных схем ремонтного обслуживания, разрабатываемых с учетом региональных особенностей и состава оборудования электростанций, входящих в генерирующие компании, могут уточнять распределение номенклатуры и объемов ремонтных работ, выполняемых собственным персоналом и передаваемых подрядным ремонтным предприятиям (организациям), для снижения, в конечном итоге, ремонтной составляющей тарифа.

2.4.5 Важнейшим направлением специализации в энергоремонте является дальнейшее развитие заводского ремонта транспортабельного оборудования (изделий) или его составных частей на основе прогрессивной технологии и развитой специализации с созданием соответствующего обменного фонда, позволяющего обеспечить переход к агрегатному ремонту энергооборудования.

2.4.6 Заводской ремонт выполняется:

- на электростанциях – в центральной ремонтной мастерской;

- на производственных базах ремонтных предприятий и заводах.

2.4.7 Развитие заводского ремонта на всех уровнях осуществляется по направлениям:

- улучшения использования существующих производственных мощностей за счет специализации и увеличения сменности работы, а также создания новых производственных мощностей с оснащением соответствующим оборудованием;

- расширения объема и номенклатуры ремонта транспортабельных изделий, узлов и деталей;

- создания обменного фонда изделий, узлов и деталей и на этой основе проведение агрегатного ремонта оборудования энергопредприятий;

- восстановления изношенных деталей с одновременным улучшением их эксплуатационных свойств (износостойкость, жаростойкость, жаропрочность и др.) на основе применения новых технологических процессов (наплавка, газотермическое напыление и др.) и материалов.

2.4.8 Организация заводского ремонта отдельных изделий или их составных частей базируется на технико-экономическом обосновании, включающем:

- оценку наличия однотипного оборудования на электростанциях, входящих в состав генерирующих, управляющих компаний для организации специализированных рабочих мест с определенным технологическим ритмом;

- анализ степени взаимозаменяемости изделий и их составных частей и возможность их обезличенного ремонта;

- оценку количества транспортабельного оборудования и его составных частей;

- возможность более полного диагностического обследования оборудования стационарными установками;

- расчет экономической эффективности от ожидаемого снижения трудоемкости ремонта, повышения его качества, сокращения продолжительности ремонта оборудования от применения агрегатного метода ремонта и выравнивания потребности в ремонтном персонале по месяцам года.

2.4.9 Генерирующие и управляющие компании создают обменный фонд агрегатов, узлов и деталей оборудования на электростанциях, устанавливают номенклатуру и нормативы обменного фонда.

2.4.10 Источниками создания обменного фонда изделий и их составных частей являются:

- комплекты, поставляемые вместе с оборудованием;

- запасные части централизованной поставки и собственного изготовления;

- восстановленные изделия, узлы и детали.

2.5 Документация ТОиР.

2.5.1 Организация и проведение ТОиР оборудования электростанций производится в соответствии с положениями и требованиями нормативно-технической, технологической и организационно-распорядительной документации.

При ТОиР должны выполняться требования нормативных документов и предписаний Госгортехнадзора и РАО "ЕЭС России", Правил по охране природы, безопасности труда, пожарной безопасности и др., требования эксплуатационных и противоаварийных циркуляров, информационных сообщений и писем заводов-изготовителей оборудования.

2.5.2 Нормативно-техническая и технологическая документация на ТОиР оборудования должна соответствовать требованиям государственных стандартов, нормативных документов Госгортехнадзора, стандартов и руководящих документов, действующих в отрасли, правил, норм и инструкций по безопасности труда.

2.5.3 К нормативно-техничсской документации относятся действующие в отрасли стандарты, технические условия на ремонт, руководства по ремонту, методические указания, нормы, правила, инструкции, положения.

Если в НТД приводятся ссылки на другие технические документы, то требования последних обязательны к выполнению при ТОиР.

2.5.4 К технологической документации относятся документы по СО 34-38-445-87 (ОСТ 34-38-445), разработанные в соответствии с государственными стандартами ЕСТД, рекомендациями Госстандарта и отраслевыми руководящими документами.

2.5.5 При ТОиР должны выполняться требования конструкторских эксплуатационных и ремонтных документов по ГОСТ 2.601 и ГОСТ 2.602, поставляемых в комплекте с оборудованием заводами-изготовителями или разрабатываемых организациями отрасли. Комплектность конструкторских ремонтных документов, которые должны разрабатываться заводами-изготовителями и организациями отрасли по СО 34-38-447-78 (ОСТ 34-38-447).

2.5.6 Для подготовки и производства ремонта, модернизации или технического перевооружения оборудования энергетических установок разрабатывается проект производства работ (ППР), состоящий из комплекта технических и организационно-распорядительных документов. Факторы, определяющие необходимость разработки ППР, состав документов и правила оформления по СО 34.20.608-2003 (РД 153-34.0-20.608-2003).

2.5.7 При ремонте оборудования могут использоваться ремонтные чертежи по ГОСТ 2.604. Допускается применение ремонтных эскизов. Ремонтные чертежи и эскизы, передаваемые для выполнения работ и изготовления запасных частей, должны иметь надпись «В производство работ» с подписью главного инженера электростанции.

2.5.8 Разработка документации ТОиР организуется электростанцией и(или) генерирующей (управляющей) компанией с привлечением, при необходимости, по договору конструкторских, конструкторско-технологических организаций и ремонтных предприятий.

2.5.9 При отсутствии нормативно-технической и технологической документации и невозможности ее разработки в необходимые сроки допускается для производства ТОиР использовать рабочую конструкторскую документацию заводов-изготовителей оборудования (чертежи, инструкции и др.), руководящие документы и технологические инструкции общего назначения, разработанные специализированными организациями, а также ранее разработанную ремонтную документацию.

2.5.10 Для обеспечения планирования, подготовки и выполнения ТОиР, учета и отчетности, кроме указанной выше документации, применяется организационно-распорядительная документация: планы, графики, программы, ведомости, протоколы, акты, общероссийские единые отраслевые классификаторы и справочники и др.

2.5.11 Для информационного обеспечения планирования, подготовки и выполнения ТОиР, учета и отчетности применяются регламенты эксплуатации информационных технологий.

2.6 Планирование ремонта оборудования

2.6.1 Планирование ремонта оборудования включает в себя разработку:

- перспективных планов ремонта и модернизации основного оборудования электростанций;
- годовых планов ремонта основного оборудования электростанций;
- годовых и месячных планов ремонта вспомогательного, общестанционного оборудования;
- годовых и месячных графиков технического обслуживания оборудования в соответствии с 2.2.3.

Планирование ремонта целесообразно осуществлять в автоматизированном режиме (например, в среде автоматизированной системы (АС) «Энергоремонт», разработанной ОАО «ГВЦ Энергетики»).

2.6.2 Необходимость формирования перспективных планов ремонта энергоблоков и энергоустановок электростанции и соответствующей продолжительности и структуры ремонтных циклов обусловлена необходимостью своевременного планирования финансовых, материальных и трудовых затрат на ремонт, потребностью в координации сроков проведения ремонтов различных энергоблоков и энергоустановок на электростанции, в генерирующей, управляющей компании и в электроэнергетическом комплексе России в целом, а также для учета при формировании плановых балансов электрической энергии и мощности.

2.6.3 Перспективные, годовые и месячные планы ремонтов оборудования должны быть согласованы в установленном порядке с ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и его филиалами, в оперативном управлении (ведении) которых находится оборудование.

Оборудование ТЭС с поперечными связями, энергоблоков (полублоков) мощностью до 160 МВт, а также ГЭС регионального уровня, находится в оперативном ведении СО-РДУ, СО-ОДУ в соответствии с перечнем распределения оборудования по уровню диспетчерского управления, устанавливаемого СО-ОДУ.

Оборудование энергоблоков (полублоков) мощностью 160 МВт и более, а также ГЭС федерального уровня, находится в оперативном ведении СО-РДУ, СО-ОДУ, ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в соответствии с перечнем распределения оборудования по уровню диспетчерского управления, устанавливаемого ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

2.6.4 Основой для формирования перспективного плана ремонта энергоблоков и энергоустановок тепловой электростанции являются:

- прогнозируемая средняя наработка в часах за один календарный год, характеризующая наработку энергоблока или энергоустановки в период от момента проведения расчета до конца ремонтного цикла;

– календарная продолжительность ремонтного цикла энергоблока или энергоустановки, соответствующая интервалу времени в годах от момента окон-

чания предшествующего капитального ремонта до момента выхода энергоблока или энергоустановки в последующий капитальный ремонт;

– нормативный межремонтный ресурс между капитальными ремонтами в соответствии с приложениями 5 и 6.

2.6.5 Прогнозируемая средняя наработка энергоблока за один полный календарный год определяется на основе планируемых электростанции на пятилетний период по годам заданий по рабочей мощности и выработке электрической энергии.

В случае отсутствия заданий по рабочей мощности и выработке электрической энергии на момент формирования перспективного плана ремонта энергоблоков и энергоустановок, величина прогнозируемой средней наработки энергоблока или энергоустановки должна быть принята равной средней наработке энергоблока или энергоустановки за один полный календарный год в пятилетний период, предшествующий моменту формирования перспективного плана ремонта.

2.6.6 Календарная продолжительность ремонтного цикла определяется нормативным межремонтным ресурсом между капитальными ремонтами и величиной наработки энергоблока или энергоустановки в каждом году ремонтного цикла в соответствии с СО 34.20.601-96 (РД 34.20.601-96) "Методические указания по совершенствованию системы технического обслуживания и ремонта энергоблоков и энергоустановок ТЭС на основе ремонтного цикла с назначенным межремонтным ресурсом".

Определяющим при этом является положение, что при исчерпании нормативного межремонтного ресурса энергоблок или энергоустановка должны быть остановлены для проведения очередного капитального ремонта.

При удовлетворительном техническом состоянии энергоблока или энергоустановки допускается увеличение ресурса сверх нормативного на величину не более половины средней годовой наработки энергоблока или энергоустановки.

2.6.7 Формирование перспективного плана ремонта энергоблоков и энергоустановок тепловой электростанции должно производится в следующей последовательности:

- устанавливаются базовые нормативные циклы, их структура (последовательность и продолжительность текущих, средних и капитальных ремонтов) и нормативные межремонтные ресурсы для каждой мощностной группы энергоблоков и энергоустановок конкретной тепловой электростанции в соответствии с приложениями 5 и 6.

В соответствии с 2.6.5. по каждой мощностной группе энергоблоков и энергоустановок определяется прогнозируемая средняя наработка энергоблока или энергоустановки за один полный календарный год;

- по принятой величине прогнозируемой средней наработки энергоблока или энергоустановки за один календарный год и нормативному межремонтному ресурсу разрабатывается "эквивалентный" ремонтный цикл, соответствующий принятой наработке.

При необходимости допускается внесение изменений в расчетную версию с соответствующими разъяснениями по поводу уменьшения межремонтного периода или продолжительности ремонта (техническое состояние оборудования, объемы сверхтиповых работ и т.д.).

2.6.8 Перспективный план ремонта основного оборудования электростанций разрабатывается генерирующей или управляющей компанией на 5 лет по форме, аналогичной приложению 7, на основании проектов планов, представляемых электростанциями по форме приложения 7.

В графе "планируемая стоимость ремонта" стоимость указывается в ценах, действующих на момент формирования перспективного плана ремонта.

К перспективному плану должны быть приложены:

- график проведенных ремонтов за предыдущие 5 лет с указанием числа часов работы в каждом календарном году по форме, приведенной в приложении 7;

-пояснительная записка, в которой обосновывается проведение модернизации, выполнение специальных работ и т.д.;

- объемы и источники финансирования работ по энергопредприятию в целом по годам.

2.6.9 Целесообразно перспективный план ремонта ежегодно дорабатывать с добавлением в план одного года и корректировкой и уточнением показателей

плана четырех лет предшествующих добавленному году, в том числе производить уточнение календарной продолжительности "эквивалентного" ремонтного цикла с учетом фактического числа часов работы энергоблоков (энергоустановок) за истекший год планируемого периода.

2.6.10 Годовой план ремонта разрабатывается на планируемый год в соответствии с утвержденным перспективным планом с учетом технического состояния оборудования энергоблока или энергоустановок в пределах согласованной в установленном порядке рабочей мощности по электростанции. При этом в годовой план ремонта могут быть внесены обоснованные изменения против перспективного плана.

Годовой план ремонта оборудования энергоблоков и энергоустановок устанавливает вид ремонта, календарное время вывода в ремонт, продолжительность ремонта и планируемый объем работ и разрабатывается по форме, приведенной в приложении 8.

В плане ремонта указываются основные объемы сверхтиповых работ. При совмещении работ по ремонту и техническому перевооружению указываются также основные объемы работ по техперевооружению.

К годовому плану ремонта прилагаются:

- ведомость укрупненных объемов работ по каждой энергоустановке;

- пояснительная записка, в которой отражается обеспеченность планируемых объемов работ технической и финансовой документацией, материально-техническими ресурсами.

2.6.11 При планировании выполнения объемов сверхтиповых ремонтных работ электростанция не вправе изменять вид ремонта, во время которого они выполняются.

2.6.12 При расчете нормативных значений рабочей мощности по электростанции ее ремонтная составляющая от плановых ремонтов устанавливается:

- для энергоблоков ТЭС 150-1200 МВт в соответствии с ремонтными циклами, видами и продолжительностью ремонта согласно приложению 5;

- для оборудования ТЭС с поперечными связями и ГЭС в соответствии с нормами продолжительности и периодичности ремонта согласно приложению 6.

Неплановые ремонты учитываются по показателям, согласованным с ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» применительно к типам агрегатов.

При разработке планов ремонта суммарная продолжительность простоя оборудования во всех видах ремонта устанавливается в пределах рабочей мощности, согласованной ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и его филиалами.

2.6.13 Генерирующие, управляющие компании по согласованию с СО-ОДУ могут устанавливать и уточнять сроки и продолжительность плановых ремонтов основного и вспомогательного оборудования электростанций с поперечными связями и энергоблоков мощностью до 160 МВт в пределах ранее согласованной рабочей мощности на основе плановых балансов, а также плановых ремонтов оборудования электрических сетей, кроме оборудования, находящегося в оперативном ведении и управлении ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

Порядок обоснования капитального (среднего) ремонта энергоблоков мощностью 160 МВт и более с продолжительностью более нормативной приведен в приложении 9.

Порядок обоснования проведения ремонта энергоблоков с периодичностью, меньше установленной в нормативном ремонтном цикле, приведен в приложении 10.

2.6.14 При разработке плана ремонта оборудования следует учитывать следующие особенности:

- первый капитальный ремонт головных энергоблоков и энергоустановок после монтажа планируется на период, определяемый требованиями заводов-изготовителей. Сроки вывода в ремонт могут быть изменены в зависимости от технического состояния оборудования в процессе эксплуатации;

- первый капитальный (средний) ремонт серийных энергоблоков и энергоустановок после монтажа планируется на период, определяемый структурой ремонтных циклов, установленных Правилами, если иное не оговорено требованиями заводов-изготовителей;

- гидроагрегаты, включенные в работу при напорах на 15-20% ниже расчетных (минимальных), выводятся в капитальный ремонт через 1-2 года после монтажа;

- ремонт корпусов котлов дубль-блоков планируется с одновременным остановом и пуском обоих корпусов или со сдвигом останова и пуска одного из корпусов, определяемым технологией ремонта и условиями эксплуатации.

2.6.15 Для обеспечения равномерной занятости ремонтного персонала и сокращения продолжительности ремонта основного оборудования при разработке планов рекомендуется предусматривать сроки выполнения:

- капитального ремонта резервного вспомогательного оборудования в периоды между капитальными ремонтами основного оборудования;

- капитального ремонта общестанционного оборудования, отключение которого не ограничивает рабочую мощность электростанции, в периоды между ремонтами основного оборудования;

- капитального ремонта общестанционного оборудования, связанного со снижением рабочей мощности электростанции, одновременно с ремонтом основного оборудования.

2.6.16 Работы по модернизации и техническому перевооружению могут планироваться к выполнению в период ремонта, если при разработке годового плана электростанция располагает технической документацией на эти работы, утвержденной в установленном порядке, а также материалами, запасными частями и комплектующим оборудованием и (или) заключенными договорами со сроками поставки не менее чем за 2 месяца до начала ремонта.

2.6.17 Предусматривается следующий порядок и сроки разработки, согласования и утверждения планов ремонта:

1) перспективный план ремонта с укрупненным объемом работ разрабатывается генерирующей, управляющей компанией на основании проектов перспективных планов ремонта электростанций, представляемых за 15 месяцев (к 1 октября) до планируемого периода, и утверждается за 10 месяцев (к 1 марта) до начала планируемого периода;

2) максимально возможная величина мощности, выводимой в ремонт (предварительная) по месяцам планируемого года, рассчитывается по балансу мощности, составляемом ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС" совместно с его филиалами, и доводится до СО-ОДУ, не позже, чем за 10 месяцев до начала планируемого года;

3) генерирующие, управляющие компании по согласованию с ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС" или его филиалом, в оперативном управлении (ведении) которого находится оборудование, распределяют полученные задания по величине ремонтируемой мощности электростанциям не позднее, чем за 9 месяцев до планируемого года (к 1 апреля);

4) годовой план ремонта основного оборудования в соответствии с предварительной расчетной величиной ремонтируемой мощности, разрабатывается электростанцией по форме приложения 8 и за 8 месяцев до планируемого года (к 1 мая) представляется в генерирующую, управляющую компанию, а также в СО-РДУ, СО-ОДУ для предварительной оценки ремонтного снижения генерирующей мощности при формировании прогнозного годового баланса;

5) на основании представленных электростанциями проектов годового плана ремонта генерирующая, управляющая компания разрабатывает годовой план ремонта основного оборудования в целом по компании и не позднее 15 июня направляет его на согласование с СО-ОДУ (ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС");

6) согласование с ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС" или его филиалом СО-ОДУ годового плана ремонта основного оборудования генерирующая, управляющая компания производит до 15 сентября;

7) утверждение согласованного ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС" или его филиалом СО-ОДУ годового плана ремонта основного оборудования генерирующая, управляющая компания производит до 1 ноября;

8) годовые планы ремонта общестанционного и вспомогательного оборудования увязываются с годовым планом ремонта основного оборудования и утверждаются главным инженером электростанции не позднее 1 ноября.

В случае, когда ремонт этого оборудования связан с ограничением мощности, а также при ремонте оборудования, находящегося в оперативном ведении СО-ОДУ (ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС"), перечень работ по ремонту утверждается генерирующей, управляющей компанией после согласования его с СО-ОДУ (ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС") в установленные сроки для основного оборудования;

9) выбор подрядных предприятий и организаций для выполнения ремонтных работ, предусмотренных годовым планом ремонта, осуществляется электро-

станциями на основе проведения конкурсных торгов среди предприятий (организаций). Проведение конкурсных торгов производится в соответствии с типовой закупочной документацией при осуществлении конкурсных закупок продукции (товаров, работ и услуг) (Приказ РАО "ЕЭС России" от 08.07.2002 г. № 392).

Как правило, проведение конкурсных торгов и подписание договоров с победителями торгов- подрядными предприятиями и организациями на выполнение ремонтных работ должно быть завершено не позднее чем за 2 месяца до начала планируемого года (к 25 октября);

10) годовые графики плановых ремонтов оборудования электростанций включаются в качестве ежегодного приложения к договорам ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» с генерирующими, управляющими компаниями на оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению. Приложение к договору должно быть подписано договаривающимися сторонами не позднее 25 декабря предшествующего года.

2.6.18 Изменения в годовой план ремонта энергоблоков мощностью 160 МВт и более могут быть внесены по представлению генерирующей, управляющей компании обосновывающих материалов в установленном порядке.

Изменения в годовой план ремонта оборудования ТЭС с поперечными связями (в части котлов и турбоагрегатов), ГЭС (гидротурбин) и энергоблоков мощностью до 160 МВт, вносятся генерирующими, управляющими компаниями по согласованию с СО-РДУ, СО-ОДУ (ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС"), о чем сообщается в ГВЦ энергетики.

Изменения планов (графиков) ремонта оборудования могут производиться по инициативе генерирующей, управляющей, сетевой компании и ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС" только в исключительных случаях, когда отказ от изменения планов (графиков) может привести к недопустимому снижению надежности работы энергосистемы и качества электроэнергии, ограничению потребителей или при угрозе возникновения крупных повреждений оборудования. При этом ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС" имеет право переносить сроки плановых ремонтов не более чем на 6 месяцев.

Все изменения плана ремонта оборудования согласовываются с ремонтными предприятиями, привлекаемыми к ремонту.

2.6.19 Для своевременного учета ремонтов на этапах месячного, недельного и суточного планирования режимов работы энергосистем, ОЭС и ЕЭС месячные планы (графики) текущих ремонтов основного оборудования и месячные планы (графики) капитального и текущего ремонта общестанционного и вспомогательного оборудования электростанций составляются на основании годовых планов, согласовываются до 25 числа месяца, предшествующего планируемому, с исполнителями и утверждаются главным инженером электростанции.

В случаях, когда ремонт этого оборудования связан с ограничением мощности, а также при ремонте оборудования, находящегося в оперативном ведении СО-РДУ, СО-ОДУ (ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС"), месячные планы (графики) ремонта утверждаются генерирующей, управляющей компанией после согласования их с СО-РДУ, СО-ОДУ (ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС"). Представление месячных планов (графиков) в СО-РДУ производится до 15 числа месяца, предшествующего планируемому.

2.6.20 На основе годовых планов ремонта разрабатывается "Программа ремонта оборудования и сооружений электроэнергетического комплекса Российской Федерации" на планируемый год.

Порядок, сроки и состав документов и сведений, предоставляемых генерирующими, управляющими компаниями и электростанциями для формирования ежегодной Программы ремонта, определяются действующим регламентом подготовки, передачи и обработки данных по Программе ремонта и ее выполнении с применением средств автоматизации сбора и формирования отчетности.

2.7 Подготовка к ремонту оборудования

2.7.1 Подготовка к ремонту оборудования – это разработка и выполнение комплекса организационно-технических мероприятий, которые обеспечивают планомерное и качественное выполнение ремонтных работ в установленные сроки, высокое качество отремонтированного оборудования, оптимальные финансовые, материальные и трудовые затраты.

Состав организационно-технических мероприятий и сроки их выполнения предусматриваются в планах подготовки к ремонту оборудования.

2.7.2 Электростанции разрабатывают:

- перспективный план подготовки к ремонту на пятилетний период после утверждения перспективного плана ремонта оборудования (2.6.17 перечисление 1);

- годовой план подготовки к ремонту после согласования и утверждения годового плана ремонта (2.6.17 перечисление 7), но не позднее 15 декабря года, предшествующего планируемому;

- план подготовки к ремонту энергоустановки после согласования и утверждения ведомости планируемых работ по ремонту согласно 2.7.4 и 2.7.7, но не позднее, чем за 2 месяца до начала ремонта.

Электростанция вправе не разрабатывать самостоятельный план подготовки к ремонту энергоустановки, а включить его в виде раздела в годовой план подготовки к ремонту.

Электростанции могут привлекать к разработке планов подготовки к ремонту энергоустановки подрядные предприятия и организации-исполнители ремонта.

Подрядные предприятия и организации- исполнители ремонта энергоустановки разрабатывают при необходимости собственные планы подготовки к ремонту в соответствии с планами электростанций, принятыми к исполнению объемами работ и согласованным участием в материально-техническом обеспечении ремонтных работ.

Организационно-технические мероприятия, включаемые в перспективный, годовой план и планы подготовки к ремонту установки, а также форма плана приведены в приложении 11.

2.7.3 Если в объем капитального (среднего) ремонта оборудования включаются сложные и трудоемкие специальные работы, или в период капитального (среднего) ремонта оборудования планируется выполнение работ по модернизации, то подготовка к капитальному (среднему) ремонту может быть начата в году, предшествующему планируемому, а при необходимости и в более ранние сроки.

2.7.4 Параллельно с разработкой годового плана ремонта электростанция составляет ведомости планируемых работ по ремонту оборудования энергоустановок, ремонт которых предусматривается годовым планом.

Форма ведомости планируемых работ по ремонту энергоустановки приведена в приложении 12.

2.7.5 При составлении ведомости планируемых работ по ремонту учитываются объем и периодичность ремонтов, нормы и нормативы на выполнение плановых ремонтов оборудования, требования руководящих документов (противоаварийных, эксплуатационных циркуляров и др.), данные отчетных документов предыдущих капитальных (средних ремонтов), данные о повреждаемости конкретного оборудования и его составных частей, причинах ремонта, повторяемости дефектов, показатели надежности аналогичного оборудования, данные предремонтных испытаний оборудования, результаты определения фактического технического состояния оборудования, мероприятия по сокращению разрыва мощности, выполнение мероприятий из актов расследования аварий, карт отказов в работе.

2.7.6 Ведомость планируемых работ по ремонту оборудования, включается в состав документации, передаваемой при проведении конкурсных торгов их участникам – потенциальным исполнителям ремонта в порядке и сроки, установленные в 2.6.17 перечисление 9.

2.7.7 Уточнение с исполнителями объема ремонтных работ должно быть завершено не позднее чем за 2 месяца до начала ремонта, после чего ведомость планируемых работ по ремонту утверждается главным инженером Заказчика.

После утверждения ведомости изменения в нее могут вноситься по результатам испытаний до ремонта и дефектации оборудования, окончание которой, как правило, должно предусматриваться сетевым графиком ремонта в первой трети плановой продолжительности ремонта, а также могут вноситься требования директивных документов, если они доведены до исполнителей не позднее 2 месяцев, предшествующих ремонту.

Все изменения объема ремонта, установленные по результатам испытаний до ремонта и дефектации оборудования, оформляются ведомостью дополнитель-

ных работ по ремонту и протоколом исключения работ из ведомости планируемых работ по ремонту по формам приложений 13 и 14.

Все изменения объема ремонта согласовываются с исполнителями ремонтных работ и утверждаются главным инженером электростанции.

2.7.8 За 20 дней до начала ремонта:

1) электростанции, подрядные предприятия и организации-исполнители ремонта проводят проверку выполнения подготовительных работ в соответствии с планом подготовки к ремонту.

Электростанция передает руководителю ремонта конструкторско-технологическую документацию, формуляры, бланки актов по сдаче и приемке установки, а также другую техническую документацию, которой не располагают ремонтные предприятия и организации;

2) каждое ремонтное предприятие (организация), участвующее в ремонте:

- определяет состав бригад (участков) по ремонту отдельных узлов (систем) оборудования по численности, квалификации и профессиям в соответствии с сетевым графиком ремонта. При этом должна быть обеспечена полная занятость рабочих в течение установленных графиком сроков производства работ, определена форма оплаты труда ремонтного персонала с учетом прогрессивных методов организации труда и стимулирования персонала;

- назначает руководителей работ по ремонту отдельных видов оборудования в соответствии с объемом работ, принятым по договору;

- назначает лиц, ответственных за охрану труда и материально-техническое обеспечение;

- проверяет удостоверения сварщиков, стропальщиков, крановщиков, дефектоскопистов и лиц других специальностей на право выполнения работ при ремонте оборудования;

3) электростанция назначает ответственных представителей для участия во входном контроле оборудования, запасных частей и материалов, дефектации, подготовке технических решений, контроле качества, приемке из ремонта узлов и систем оборудования и лиц, ответственных за материально-техническое обеспечение.

2.7.9 Общее руководство ремонтом и координацию действий всех ремонтных предприятий и организаций, принимающих участие в ремонте, осуществляет заместитель главного инженера электростанции по ремонту или лицо, специально назначенное для этого электростанцией.

В отдельных случаях, исходя из местных условий, по согласованию сторон, общий руководитель ремонта может быть назначен от ремонтной организации, что оформляется совместным приказом по электростанции и ремонтной организации.

О произведенных назначениях электростанция и исполнители ремонта информируют друг друга письменно.

Организация работы по нарядам-допускам и назначение руководителей работ по нарядам производится в соответствии с установленным порядком, определяемым Правилами техники безопасности, действующими в отрасли.

2.7.10 Не позднее чем за 10 дней до начала ремонта комиссия, состав которой определяется управляющей, генерирующей компанией производит проверку готовности электростанции к выполнению ремонта с составлением соответствующего акта, форма которого приведена в приложении 15.

2.7.11 При установлении комиссией неготовности электростанции к ремонту вопрос о сроке начала ремонта, его продолжительности и объеме ремонтных работ решается генерирующими, управляющими компаниями применительно к порядку, установленному 2.6.17 и 2.6.18.

2.7.12 До начала ремонтных работ производственные бригады должны быть ознакомлены с общим объемом работ, сроком ремонта и сетевым (линейным) графиком, правилами внутреннего распорядка, задачами, стоящими перед каждой бригадой, схемой управления ремонтом, организацией инструментального и материально-технического обеспечения, организацией уборки рабочих мест и конструкций оборудования, транспортировки мусора и отходов, системой оплаты и стимулирования труда, мероприятиями по безопасности труда, противопожарными мероприятиями и т.д.

Разработка, согласование с исполнителями и утверждение сетевого (линейного) графика ремонта должно быть выполнено не позднее, чем за 20 дней до начала ремонта.

2.8 Вывод в ремонт и производство ремонта оборудования

2.8.1 Началом ремонта энергоблоков, неблочных паротурбинных агрегатов, гидроагрегатов и трансформаторов считается время отключения генератора (трансформатора) от сети.

Началом ремонта паровых котлов неблочных ТЭС считается время отключения котла от станционного паропровода острого пара.

При выводе основного оборудования в ремонт из резерва началом ремонта считается время, указанное диспетчером СО-РДУ в разрешении на заявку о выводе оборудования в ремонт.

2.8.2 Началом ремонта вспомогательного оборудования ремонтируемого отдельно от основного и общестанционного оборудования, считается время вывода в ремонт, установленное начальником смены электростанции.

2.8.3 Если установка выведена в ремонт досрочно или с опозданием против срока, указанного в утвержденном годовом плане ремонта, то плановая продолжительность ремонта сохраняется, а время окончания ремонта соответственно переносится, что должно быть отражено в оперативной заявке. Изменение сроков проведения ремонта согласовывается с СО-ОДУ (ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС").

2.8.4 Вывод в ремонт установки производится при наличии утвержденной заявки, с разрешения диспетчера по программе, утвержденной главным инженером электростанции. Программа должна предусматривать:

1) проведение эксплуатационных испытаний по специальной программе, утвержденной в установленном порядке.

Испытания должны быть проведены не ранее чем за месяц и не позднее чем за 5 дней до вывода в ремонт.

Результаты испытаний заносятся в ведомости основных параметров технического состояния установок, формы которых приведены в приложениях 16-23;

2) уборку установки снаружи (площадки обслуживания, наружная поверхность оборудования, трубопроводов, газо – и воздухопроводов, пылепроводов и т.д. в пределах установки) от пыли, золы и мусора, удаление с рабочих мест постороннего оборудования, материалов. Уборка должна быть выполнена не позднее чем за 2 дня до останова.

При этом окончательная уборка котлоагрегатов, работающих на пылеугольном топливе, должна производиться после останова с разборкой электросхем оборудования, но не позднее чем через 2 дня после останова;

3) сработку топлива в бункерах котла при его останове, обдувку поверхностей нагрева и стряхивание электродов электрофильтров. Зола и шлак из бункеров и леток должны быть спущены в ГЗУ и удалены на золоотвал;

4) принудительное расхолаживание турбин при останове и, в случае необходимости (по результатам предремонтных испытаний), промывку проточной части под нагрузкой.

2.8.5 После останова оборудования на ремонт персонал электростанции:

1)производит все отключения, обеспечивающие безопасные условия производства работ, согласно Правилам техники безопасности.

Отключения производятся согласно программе и графику, утвержденным главным инженером электростанции. В графике указываются лица, ответственные за отключение и время исполнения.

При выполнении операций по отключению персонал электростанции обеспечивает возможность начала ремонтных работ на узлах и системах установки в сроки, предусмотренные сетевым графиком ремонта.

2) выдает общий наряд-допуск (наряд-допуск) на ремонт оборудования;

3) устанавливает режим работы подразделений обеспечения (ЦРМ, компрессорных, газогенераторных и кислородных станций, складов, лабораторий и т.п.), а также грузоподъемных и транспортных средств (кранов, лифтов и др.) в соответствии с графиком ремонта.

2.8.6 С начала производства ремонтных работ на оборудовании, руководители работ предприятий и организаций, участвующих в ремонте, обеспечивают:

1) своевременную выдачу бригадам производственных заданий;

2) выполнение исполнителями ремонта требований НТД и (или) рабочей конструкторской документации заводов-изготовителей, а также соблюдение технологической дисциплины;

3) контроль качества выполняемых ремонтных работ;

4) соблюдение производственной и трудовой дисциплины своим персоналом;

5) внедрение прогрессивных форм организации и стимулирования труда;

6) стабильность и достаточную квалификацию ремонтного персонала.

2.8.7 Ремонтные предприятия и организации отвечают за сроки окончания и качество ремонтных работ, технологическую, производственную и трудовую дисциплины, а также за соблюдение правил техники безопасности и пожарной безопасности своим персоналом, ведут учет трудовых и материальных ресурсов в пределах обязательств, принятых по договору.

2.8.8 Ответственные представители электростанции, назначенные в соответствии с 2.7.8:

1) участвуют в проведении входного контроля применяемых при ремонте материалов и запасных частей;

2) участвуют в дефектации оборудования. Как правило, дефектация основных узлов оборудования должна быть завершена в первой трети срока ремонта для выявления необходимости проведения дополнительных объемов работ.

3) определяют по результатам дефектации необходимость выполнения запланированных и дополнительных объемов ремонтных работ. При этом составляется ведомость дополнительных работ по ремонту по форме приложения 13 и протокол исключения работ по форме приложения 14;

4) оформляют исполнительные документы дефектации оборудования по формам, приведенным в приложении 24;

5) решают вопросы, связанные с возникшей необходимостью замены некоторых материалов для ремонта, и составляют акт об использовании материалов – заместителей по форме приложению 25;

6) по завершении ремонта составляют ведомость выполненных работ по ремонту по форме приложения 26;

7) принимают предъявляемое к сдаче отремонтированное оборудование и контролируют его опробование.

Опробование (испытание) отдельных видов оборудования, систем и механизмов в процессе ремонта до предъявления приемочной комиссии проводится в соответствии с действующими инструкциями по эксплуатации, ППБ и ПТБ, под непосредственным руководством ответственного представителя цеха, в ведении которого находится опробуемое оборудование, при участии исполнителей ремонта установки.

По результатам опробования (испытаний) оборудования составляются протоколы, в том числе на гидравлические испытания согласно приложению 27, закрытие цилиндров согласно приложению 28 и другие скрытые работы, а также составляются другие документы, перечень которых устанавливается электростанцией по согласованию с исполнителями ремонта;

8) решают возникающие в ходе ремонта технические и организационные вопросы;

9) координируют работу с подразделениями электростанции и ремонтными предприятиями;

10) в порядке, установленном главным инженером электростанции, информируют о ходе ремонтных работ.

2.8.9 Электростанция в течение всего ремонта обеспечивает:

1) оперативность и должный уровень компетенции при решении всех организационно-технических вопросов, возникающих в процессе ремонта с привлечением при необходимости специализированных организаций и заводов- изготовителей;

2) контроль и учет использования финансовых затрат на ремонт по всем направлениям деятельности, включая и созданные резервы;

3) четкую работу столовых и других пунктов питания и снабжения питьевой водой, душевых, гардеробных, пунктов стирки и ремонта спецодежды;

4) совместно с предприятиями и организациями, участвующими в ремонте, четкую организацию обеспечения производственных бригад материалами и за-

пасными частями, а рабочих мест - сжатым воздухом электроэнергией, кислородом, ацетиленом, природным газом, технической водой и др.

2.8.10 Руководители работ предприятий и организаций, участвующих в ремонте, совместно с представителями электростанций (2.7.8):

1) осуществляют входной контроль качества применяемых материалов и запасных частей;

2) проводят оперативный контроль качества выполняемых ремонтных работ;

3) контролируют соответствие отремонтированных составных частей и деталей требованиям НТД и конструкторской документации;

4) проверяют соблюдение технологической дисциплины (выполнение требований технологической документации, качества применяемых оснастки, приспособлений и инструмента);

5) обеспечивают в сроки, предусмотренные графиком ремонта, окончание дефектации узлов и деталей оборудования;

6) по результатам дефектации, с учетом предусмотренных эксплуатационных испытаний, определяют объем дополнительных ремонтных работ по устранению обнаруженных дефектов.

2.8.11 Состав функций, приведенных в 2.8.9 и 2.8.10, может быть уточнен и дополнен в Договоре на выполнение работ по ремонту между электростанцией и подрядным ремонтным предприятием (организацией).

2.8.12 Электростанция совместно с предприятиями и организациями-исполнителями ремонта рассматривают объем дополнительных ремонтных работ, возможность и сроки их выполнения, обеспеченность необходимыми финансовыми, материальными и трудовыми ресурсами и принимают решение о возможности выполнения дополнительных работ в плановый срок или о необходимости оформления материалов на продление срока ремонта.

2.8.13 В случаях, когда выявленные дефекты по объективным условиям не могут быть устранены в процессе ремонта в полном объеме в соответствии с требованиями ремонтной технологической и (или) конструкторской документации,

электростанция совместно с исполнителями работ обязана принять решение о сроке и порядке их устранения.

2.8.14 Материалы на продление планового срока ремонта установки рассматриваются в порядке, указанном в 2.6.13. и 2.6.18.

В обосновании продления срока ремонта и необходимости дополнительного финансирования электростанция указывает причины значительного отличия планового и фактического объемов ремонтных работ.

2.9 Приемка оборудования из ремонта и оценка качества

2.9.1 Приемку установок из капитального, среднего или текущего ремонта (далее в разделе – ремонт) производит комиссия, возглавляемая главным инженером электростанции. В состав комиссии включаются:

– заместители главного инженера по эксплуатации и ремонту;

– общий руководитель ремонта установок;

– начальники цехов, в ведении которых находятся ремонтируемые установки;

– руководители ремонтных работ предприятий, участвующих в ремонте;

– инженер-инспектор по эксплуатации;

– инспектор по охране труда и техники безопасности;

– представители отдела планирования и подготовки ремонта.

Допускается включать в состав комиссии руководителей групп (цехов) наладки, лабораторий.

В состав комиссии может входить представитель управляющей (генерирующей) компании.

Приемку оборудования, входящего в состав установок, из ремонта производят комиссии, возглавляемые начальниками эксплуатационных цехов. В состав каждой комиссии включаются:

– начальник эксплуатационного цеха;

– представители от электростанций, назначенные в соответствии с 2.7.8;

– руководитель ремонтных работ по установке.

Персональный состав всех приемочных комиссий должен быть установлен приказом по электростанции.

2.9.2 Приемочные комиссии осуществляют:

– контроль документации, составленной перед ремонтом, в процессе ремонта и после ремонта и отражающей техническое состояние оборудования и качество выполненных ремонтных работ;

– предварительную оценку качества отремонтированных установок и их оборудования и оценку качества выполненных ремонтных работ;

– уточнение технического состояния установок и оборудования по данным эксплуатации в течение месяца после включения под нагрузку, а также по данным послеремонтных испытаний;

– окончательную оценку качества отремонтированных установок и их оборудования и оценку качества выполненных ремонтных работ.

2.9.3 Приемка установок из ремонта должна производиться по программе, согласованной с исполнителями и утвержденной главным инженером электростанции.

Программа приемки предусматривает:

– перечень приемо-сдаточных испытаний, сроки и ответственных за их проведение;

– разработку программ приемо-сдаточных испытаний установок, сроки и ответственных за их выполнение;

– сроки и ответственных за проверку отчетной ремонтной документации;

– сроки и ответственных за опробование и приемку отдельных видов оборудования;

– особые условия приемки отдельных видов оборудования из ремонта;

– другие мероприятия, связанные с проведением приемо-сдаточных испытаний.

2.9.4 Руководители работ предприятий, участвующих в ремонте, предъявляют приемочной комиссии необходимую документацию, составленную в процессе ремонта, в том числе:

– ведомость выполненных работ по ремонту;

– протоколы технических решений по выявленным, но не устраненным дефектам;

– протоколы испытаний, карты измерений;

– результаты входного контроля, сертификаты на использованные в процессе ремонта материалы и запасные части;

– протоколы опробования отдельных видов оборудования, входящего в установку;

– акты на скрытые работы;

– другие документы по согласованию электростанции и предприятия-исполнителя ремонта.

Документация предъявляется приемочной комиссии не позднее, чем за двое суток до окончания ремонта. Ее конкретный перечень должен быть утвержден главным инженером электростанции.

2.9.5 Комиссия по приемке оборудования, входящего в состав установки начинает свою работу в процессе ремонта. Она рассматривает составляемую при этом документацию, перечисленную в 2.9.4, анализирует и подготавливает ее для представления в комиссию по приемке установок.

2.9.6 После ремонта проводятся приемо-сдаточные испытания установок и отдельных систем для проверки качества сборки и регулировки, а также для проверки эксплуатационных показателей на соответствие установленным требованиям.

2.9.7 Приемо-сдаточные испытания установки проводятся в 2 этапа: испытания при пуске и испытания под нагрузкой.

Сроки проведения приемо-сдаточных испытаний должны обеспечивать своевременное включение установки под нагрузку согласно сетевому (линейному) графику ремонта.

2.9.8 Испытания проводятся по программе, утвержденной главным инженером электростанции и согласованной с исполнителем ремонта. В случае, если при производстве испытаний возникает необходимость проведения переключений на оборудовании, находящемся в оперативном ведении диспетчера управляющей (генерирующей) компании, СО-ОДУ или ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС", программа в час-

ти их переключений должна согласовываться с соответствующими службами управляющей (генерирующей) компании, СО-ОДУ (ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС").

Программа приемо-сдаточных испытаний должна содержать:

– при пуске – порядок проведения испытаний вспомогательных систем и оборудования установки, продолжительность, ответственных лиц и особые указания при необходимости;

– под нагрузкой – перечень режимов и контролируемых параметров, продолжительность испытаний, лиц, ответственных за проведение испытаний.

Программа должна соответствовать требованиям ПТЭ, инструкциям по эксплуатации и другим нормативным документам.

2.9.9 По результатам контроля установки, испытаний и опробования оборудования, проверки и анализа предъявленной документации приемочная комиссия устанавливает возможность пуска установки.

2.9.10 Пуск установки производится по распоряжению главного инженера электростанции и выполняется эксплуатационным персоналом после сдачи исполнителями ремонта наряда-допуска на ремонт.

Разрешение на пуск оформляется в оперативном журнале начальника смены электростанции.

2.9.11 Перед пуском руководители работ предприятий, участвующих в ремонте, при необходимости передают в письменном виде руководству эксплуатационного цеха требования, оговаривающие особенности пуска и опробования при проведении приемо-сдаточных испытаний, но не противоречащие ПТЭ.

Руководители работ и специально назначенные лица обязаны присутствовать при пуске установки и контроле ее работы, не вмешиваясь в действия эксплуатационного персонала.

Если в период пуска и опробования выявлены нарушения в работе оборудования или не учитываются особенности пуска и опробования, оговоренные руководителями работ, то они имеют право потребовать изменить режим пуска и опробования или потребовать произвести останов установки.

2.9.12 Окончанием ремонта считается:

– для энергоблоков ТЭС, турбоагрегатов ТЭС с поперечными связями, гидроагрегатов и трансформаторов – время включения генератора (трансформатора) в сеть;

– для паровых котлов ТЭС с поперечными связями – время подключения котла к станционному трубопроводу острого пара;

– для энергоблоков ТЭС с двухкорпусными котлами (дубль-блоков) – время включения энергоблока под нагрузку с одним из корпусов котла. При этом растопка и включение второго корпуса котла производятся в соответствии с графиком нагружения энергоблока, если задержка в ремонте не предусмотрена графиком ремонта.

Невыполнение этого условия рассматривается как перепростой дубль- блока ТЭС в ремонте.

2.9.13 Установки и оборудование электростанций, прошедшие ремонт, подлежат приемо - сдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 48 ч.

Для ГЭС, работающих в пиковом режиме при ограниченных водных ресурсах, испытания под нагрузкой могут продолжаться несколько дней с суммарной наработкой 24 ч.

2.9.14 Испытания под нагрузкой проводятся при номинальных параметрах пара и основном топливе на ТЭС, номинальных напорах и расходе воды на ГЭС и постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования по нормальной эксплуатационной схеме на различных режимах с доведением нагрузки до номинальной.

Если номинальные нагрузки и параметры не могут быть достигнуты по независящим от электростанции причинам, а установки и оборудование не могут быть проверены в режиме номинальной нагрузки, допускается в программе испытаний устанавливать другие предельные нагрузки и параметры. Режимы приемо-сдаточных испытаний при этом устанавливаются приемочной комиссией по согласованию с управляющей (генерирующей) компанией и с соответствующим СО-РДУ, СО-ОДУ (ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС") и оговариваются в акте приемки.

2.9.15 Если в течение приемо-сдаточных испытаний были обнаружены дефекты, препятствующие работе оборудования с номинальной нагрузкой, или об-

наруженные дефекты требуют в соответствии с ПТЭ или инструкцией по эксплуатации немедленного останова, то ремонт считается незаконченным до устранения этих дефектов и повторного проведения приемо-сдаточных испытаний.

При возникновении в процессе приемо-сдаточных испытаний нарушений нормальной работы отдельных составных частей оборудования (систем), при которых не требуется немедленный останов, вопрос о продолжении приемо-сдаточных испытаний решается в зависимости от характера нарушений главным инженером электростанции по согласованию с исполнителем ремонта.

При этом обнаруженные дефекты устраняются исполнителем ремонта в сроки, согласованные с электростанцией.

Если приемо-сдаточные испытания оборудования под нагрузкой прерывались для устранения дефектов, то временем окончания ремонта считается время последней в процессе испытания постановки под нагрузку.

2.9.16 Если в течение приемо-сдаточных испытаний не были обнаружены дефекты, препятствующие работе оборудования с номинальной нагрузкой, или обнаруженные дефекты не требуют немедленного останова, то приемочная комиссия принимает решение о приемке из ремонта установки.

2.9.17 Приемка из ремонта составных частей основного оборудования и оборудования, входящего в установку, оформляется актом по форме приложения 29.

Акт утверждается главным инженером электростанции, или другим лицом, назначенным приказом по электростанции.

Акт составляется на приемку из ремонта одного вида или марки оборудования, на группу отдельных видов оборудования, входящих в установку, или различных составных частей основного оборудования, ремонтируемых одним ремонтным предприятием, его подразделением или подразделением электростанции.

К акту по приемке оборудования, входящего в установку, должны быть приложены протоколы, справки, ведомости и другие документы, составленные совместно Заказчиком и Исполнителем ремонта и отражающие:

– перечень выполненных плановых работ;

– перечень работ, выполненных сверх запланированных объемов;

– перечень невыполненных работ, предусмотренных согласованной ведомостью планируемых работ, и причины их невыполнения;

– перечень отраслевых предписаний, циркуляров и др., а также информационных сообщений заводов-изготовителей, требования которых выполнены в процессе ремонта;

– выполненные работы по модернизации оборудования;

– перечень работ, выполненных с отклонениями от установленных требований, причины отклонений и др.

Эти сведения должны быть указаны в документах, составленных по формам приложений 12-14, 24-28, а также в других документах по согласованному решению Заказчика и Исполнителя ремонта.

Акт на приемку оборудования является основным отчетным документом исполнителя ремонта за выполненный им объем ремонтных работ по оборудованию установки.

2.9.18 Приемка из ремонта установки оформляется актом по форме приложения 30.

Акт является основным отчетным документом электростанции и характеризует техническое состояние установки в целом.

2.9.19 Акты на приемку из ремонта установки и входящего в нее оборудования подписываются в течение 5 дней после окончания приемо-сдаточных испытаний.

2.9.20 После окончания приемо-сдаточных испытаний начинается подконтрольная эксплуатация отремонтированного оборудования, которая завершается через 30 календарных дней с момента включения оборудования под нагрузку.

2.9.21 В период подконтрольной эксплуатации заканчивается проверка работы оборудования на всех режимах, проводятся испытания и наладка всех систем, завершаются отделочные работы по тепловой изоляции.

Наладочные работы производятся по отдельным программам, согласованным до начала ремонта с предприятиями и организациями, участвующими в их проведении.

2.9.22 Допускается в период подконтрольной эксплуатации предусматривать останов оборудования для контроля состояния отремонтированных ответственных составных частей, для проведения регулировки и наладки, в том числе вибрационной, для балансировки валопровода турбоагрегата в собственных подшипниках. Время и продолжительность останова согласовываются с управляющей (генерирующей) компанией и СО-РДУ, СО-ОДУ (ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС").

Необходимость останова для выполнения указанных работ должна быть предусмотрена в акте на приемку установки из ремонта, и при этом останов не влияет на оценку качества выполненных ремонтных работ.

Продолжительность подконтрольной эксплуатации увеличивается на величину простоя оборудования по вышеуказанной причине или по другим причинам, если величина простоя оборудования превышает 5 суток.

2.9.23 По результатам подконтрольной эксплуатации заполняются ведомости параметров технического состояния оборудования.

Формы ведомостей параметров технического состояния приведены в приложениях 16-23.

2.9.24 При приемке оборудования из ремонта приемочная комиссия проводит оценку качества, которая включает:

– оценку качества отремонтированного оборудования;

– оценку качества выполненных ремонтных работ.

2.9.25 Оценка качества отремонтированного оборудования характеризует техническое состояние оборудования после ремонта и соответствие его требованиям НТД и устанавливается на основании результатов испытаний и приемки оборудования из ремонта.

В общем виде перечень НТД, в которой приведены требования к отремонтированному оборудованию указан в 2.5.3. Уточненный перечень НТД для каждого конкретного вида оборудования должен составляться на электростанции и утверждаться управляющей (генерирующей) компанией с учетом наличия в отрасли, электростанции и ремонтном предприятии разработанной ремонтной документации.

Для отдельных видов установленного на электростанции оборудования допускается по согласованию с управляющей (генерирующей) компанией изменение некоторых нормативных параметров технического состояния, не влияющих на безопасность эксплуатации, по сравнению с установленными в НТД. При этом должно быть установлено, что доведение параметров до нормативных невозможно или экономически нецелесообразно. Документы для согласования изменений нормативных параметров технического состояния представляются в управляющую (генерирующую) компанию не позднее, чем за 5 дней до вывода оборудования в ремонт, и должны быть подтверждены эксплуатационными испытаниями, проводимыми в соответствии с 2.8.4.

2.9.26 Если приемочная комиссия принимает оборудование из ремонта в эксплуатацию, то ему может быть установлена одна из следующих оценок качества:

- соответствует требованиям НТД;
- соответствует требованиям НТД с ограничением.

Оценка "соответствует требованиям НТД" устанавливается, если устранены все дефекты, выявленные в результате контроля составных частей оборудования; требования НТД, определяющие качество оборудования, выполнены; приемосдаточные испытания показали, что пуск, нагружение и работа оборудования на разных режимах соответствуют требованиям инструкций по эксплуатации; значения параметров технического состояния находятся на уровне нормативных.

Оценка "соответствует требованиям НТД с ограничением" устанавливается, если часть требований НТД к отремонтированному оборудованию не выполнена; не устранены какие-либо дефекты, с которыми оборудование может временно работать; имеются замечания по работе оборудования на различных режимах; значения некоторых параметров технического состояния не соответствует уровню нормативных, но дальнейшая эксплуатация в соответствии с требованиями ПТЭ возможна, и приемочная комиссия принимает решение о временной эксплуатации оборудования.

2.9.27 Оборудование, отремонтированное с оценкой " соответствует требованиям НТД с ограничением", допускается в эксплуатацию с ограниченным сро-

ком дальнейшего использования, при этом должен быть разработан план мероприятий по устранению выявленных недостатков и установлены сроки его выполнения.

2.9.28 Если в период подконтрольной эксплуатации будет установлено, что на оборудовании возникли дефекты, которые могут привести к аварийным последствиям, или работа оборудования на каких-либо режимах характеризуется отклонением от допустимых параметров и дальнейшая эксплуатация в соответствии с требованиями ПТЭ невозможна, а продолжительность ремонта для устранения дефектов 5 и более суток, то оборудование должно быть выведено из эксплуатации и ему устанавливается оценка "не соответствует требованиям НТД". После проведения ремонта для устранения дефектов производится повторная приемка оборудования из ремонта, подконтрольная эксплуатация и устанавливается новая оценка качества отремонтированному оборудованию.

2.9.29 Оценка качества устанавливается каждому виду отремонтированного оборудования, включенному в акты приемки из ремонта (2.9.17, 2.9.18).

2.9.30 Оценка качества отремонтированной установки, как правило, устанавливается по оценке качества основного оборудования с учетом оценок качества, установленных вспомогательному оборудованию, которое может ограничить мощность, экономичность и надежность установки в целом в процессе последующей эксплуатации.

2.9.31 Оценка качества выполненных ремонтных работ характеризует организационно-техническую деятельность каждого предприятия, участвующего в ремонте, включая электростанцию.

За качество выполненных ремонтных работ может быть установлена одна из следующих оценок:

– отлично;

– хорошо;

– удовлетворительно;

– неудовлетворительно.

2.9.32 Оценка качества выполненных ремонтных работ устанавливается каждому предприятию в пределах выполненного им объема ремонта по оборудова-

нию включенному в акты приемки по 2.9.17 с учетом выполнения предприятием основных и дополнительных требований.

К основным требованиям относятся:

– выполнение согласованной ведомости планируемых работ по ремонту, уточненной по результатам дефектации;

– выполнение ремонтным персоналом требований НТД на ремонт оборудования и его составных частей;

– отсутствие оценок качества отремонтированного оборудования "соответствует требованиям НТД с ограничением" по вине исполнителя ремонта;

– отсутствие остановов оборудования в течение срока подконтрольной эксплуатации по вине исполнителя ремонта за исключением необходимости одного останова котла или корпуса котла на срок до 3 суток для устранения дефектов сварки стыков труб, выявившихся в период подконтрольной эксплуатации, а также за исключением необходимости остановов, предусмотренных в 2.9.22.

К дополнительным требованиям относятся:

– наличие необходимого комплекта ремонтной документации;

– применение необходимой технологической оснастки, приспособлений и инструмента, предусмотренных технологической документацией, и соответствие их параметров паспортным данным;

– соответствие выполненных технологических операций, включая контрольные, требованиям технологической документации;

– проведение входного контроля примененных при ремонте материалов и запасных частей;

– наличие полного комплекта исполнительной и отчетной документации по ремонту.

2.9.33 Оценка "отлично" устанавливается при выполнении всех основных и дополнительных требований.

Оценка "хорошо" устанавливается при выполнении всех основных и частичном выполнении (не менее 50%) дополнительных требований.

Оценка "удовлетворительно" устанавливается при выполнении всех основных и частичном выполнении (менее 50%) дополнительных требований.

Оценка "неудовлетворительно" устанавливается при невыполнении одного или более из основных требований.

2.9.34 Оценка качества выполненных ремонтных работ устанавливается исполнителю ремонта по каждому виду отремонтированного оборудования, включенному в акт приемки по 2.9.17. На основании этих оценок исполнителю ремонта устанавливается итоговая оценка качества за весь выполненный им объем работ по установке и приводится в том же акте.

2.9.35 Если ремонтный персонал электростанции принимает непосредственное участие в выполнении ремонтных работ на оборудовании, то оценка качества выполненных ремонтных работ ему устанавливается в том же порядке, что и для ремонтных предприятий.

В том случае, если ремонтный персонал электростанции не выполняет ремонтных работ на оборудовании, то электростанции устанавливается оценка качества выполненных ремонтных работ в целом по установке за организационно-техническую деятельность. Эта оценка приводится в акте по форме приложения 29. При этом основным требованием для электростанции вместо перечисленных в 2.9.32 является отсутствие оценки качества отремонтированного оборудования "соответствует требованиям НТД с ограничением" по следующим причинам:

– невыполнение запланированного объема ремонта из-за необеспечения требуемыми материалами и запасными частями, из-за ошибок в дефектации и неправильного установления технического состояния оборудования до ремонта и в процессе ремонта;

– нарушение требований ПТЭ и инструкций по эксплуатации в процессе пуско-наладочных работ, приемо-сдаточных испытаний и подконтрольной эксплуатации;

– другие факторы, установленные комиссией по приемке установки.

Дополнительные требования и критерии установления оценок при этом - по 2.9.32 и 2.9.33.

2.9.36 Оценка качества отремонтированного оборудования, входящего в установку, и оценка качества выполненных ремонтных работ устанавливаются:

предварительно – по окончании приемо-сдаточных испытаний;

окончательно – по результатам подконтрольной эксплуатации, но не позднее 3 дней после ее окончания.

Оценка качества отремонтированной установки в целом устанавливается по результатам подконтрольной эксплуатации.

2.9.37 В случае, когда электростанция считает необходимым по результатам подконтрольной эксплуатации изменить предварительную оценку качества, она обязана сообщить об этом предприятию-исполнителю ремонта с обязательным указанием причин изменения оценки качества и вызвать его представителя для принятия согласованного решения.

Если электростанция после окончания подконтрольной эксплуатации не сообщила об изменении предварительной оценки качества, то предварительная оценка считается окончательной.

Сообщение об изменении оценки электростанция дает не позднее 3 дней после окончания подконтрольной эксплуатации.

2.9.38 Региональные представительства энергонадзора, инспекции по эксплуатации электростанций и сетей могут проводить выборочный контроль правильности принятых приемочными комиссиями решений по отремонтированному оборудованию. Проверка производится не позже 10-дневного срока после окончания подконтрольной эксплуатации. В случае неподтверждения правильности выставленных оценок комиссия обязана их изменить.

При несогласии электростанция (генерирующая, управляющая компания) направляет обосновывающие материалы в Департамент инспекции по эксплуатации электростанций и сетей, решение которого является окончательным.

2.9.39 Если по завершении ремонта по условиям работы электростанции установки и оборудование не вводятся под нагрузку и переводятся в резерв, то они принимаются приемочными комиссиями по итогам технического контроля, испытаний и опробований, проведенных в процессе ремонта. Временем окончания ремонта считается время постановки в резерв.

На основании результатов контроля и представленных документов приемочные комиссии оформляют акты по приемке оборудования и установок, уста-

навливают предварительные оценки качества отремонтированного оборудования и качества выполненных ремонтных работ.

Электростанция и исполнитель ремонта согласовывают и оговаривают в протоколе условия и сроки проведения приемо-сдаточных испытаний при пуске и под нагрузкой, а также проведение подконтрольной эксплуатации, которые должны быть выполнены после вывода оборудования из резерва.

После завершения подконтрольной эксплуатации устанавливаются окончательные оценки качества ремонта.

Приемо-сдаточные испытания, подконтрольная эксплуатация и установление окончательных оценок качества ремонта выполняются в соответствии с требованиями настоящего раздела как для оборудования, вводимого в работу непосредственно после ремонта (без вывода в резерв).

2.9.40 Предприятия-исполнители ремонта гарантируют соответствие отремонтированного оборудования требованиям НТД на ремонт в течение установленных сроков и (или) наработку с момента включения под нагрузку при соблюдении электростанцией правил транспортирования, хранения и эксплуатации.

При отсутствии в НТД на ремонт величин гарантийного срока эксплуатации (наработки) или при отсутствии НТД на ремонт, гарантийный срок эксплуатации устанавливается не менее 12 месяцев с момента включения оборудования под нагрузку.

Гарантийное обязательство приводится в акте на приемку из ремонта оборудования установки.

2.9.41 Гарантийный срок эксплуатации или (и) гарантийная наработка могут отличаться от указанных в 2.9.40 или не устанавливаться:

– при нарушении электростанцией договорных условий по выполнению согласованных объемов работ и по обеспечению ремонта материалами и запасными частями;

– если по независящим от исполнителя причинам для ремонта были применены материалы и запасные части, не в полной мере отвечающие требованиям ремонтной и конструкторской документации;

– в силу объективных обстоятельств не в полной мере устранены выявленные при ремонте дефекты составных частей оборудования.

Причины, по которым в каждом из таких случаев принимаются решения об установлении гарантийных сроков (наработке) с отступлениями от установленных требований, должны быть отражены в актах на приемку из ремонта оборудования установки.

2.9.42 Гарантийные обязательства не вступают в действие, если нарушение работоспособности оборудования произошло не по вине исполнителя ремонта или вызвано скрытыми дефектами, которые не могли быть обнаружены средствами и методами, предусмотренными в НТД на ремонт.

Гарантийные обязательства могут быть прекращены с приведением обоснования исполнителем ремонта, если на оборудовании в течение гарантийного срока эксплуатации производился ремонт без участия или без согласования с ним.

2.9.43 Исполнитель ремонта к моменту окончания подконтрольной эксплуатации предоставляет электростанции окончательно оформленные отчетные документы на отремонтированное им оборудование, перечень которых приведен в акте на приемку из ремонта оборудования установки.

По окончании подконтрольной эксплуатации оборудования электростанция в 10-дневный срок полностью оформляет и сброшюровывает отчетную документацию по произведенному ремонту.

2.9.44 Все документы по экономическому стимулированию ремонтного персонала за обеспечение и повышение уровня качества ремонта должны рассматриваться по результатам подконтрольной эксплуатации оборудования. При этом положительное решение о применении экономического стимулирования принимается при условии получения исполнителем ремонта окончательной оценки качества выполненных ремонтных работ "отлично" или "хорошо", что должно быть отражено в договоре.

3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ СРЕДСТВ ТЕПЛОВОЙ АВТОМАТИКИ И ИЗМЕРЕНИЙ, УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ЭЛЕКТРОАВТОМАТИКИ

Настоящий раздел распространяется на средства тепловой автоматики и измерений (ТАИ), эксплуатируемые на ТЭС и в тепловых сетях, устройства релейной защиты и электроавтоматики (РЗА) электростанций:

– устройства, предназначенные для автоматического регулирования, дистанционного и автоматического управления запорными и регулирующими органами, технологической защиты и блокировки;

– средства измерений теплотехнических, физических, химических и механических параметров;

– информационные, управляющие и вычислительные комплексы;

– устройства релейной защиты и электроавтоматики электростанций.

Настоящий раздел устанавливает:

– требования к ТОиР средств ТАИ;

– требования к ремонтной документации;

– порядок планирования ТОиР;

– порядок приемки из ремонта, контроля и оценки качества отремонтированных средств ТАИ и выполненных ремонтных работ;

- требования к ТОиР устройств РЗА.

3.1 Техническое обслуживание и ремонт средств ТАИ. Ремонтная документация

3.1.1 Основной задачей ТОиР средств ТАИ является поддержание их исправного состояния и работоспособности с целью обеспечения в процессе эксплуатации технологического контроля и защиты тепломеханического оборудования ТЭС и тепловых сетей, управления этим оборудованием, надежности и экономичности его работы.

3.1.2 ТОиР предусматривает планирование, подготовку и проведение следующих видов работ:

– технического обслуживания;

– текущего ремонта;

– капитального ремонта.

Техническое обслуживание

Состав и периодичность технического обслуживания средств ТАИ установлены действующими НТД. Для устройств, на которые эти документы не распространяются, состав и периодичность технического обслуживания устанавливается энергопредприятием на основании заводской документации и опыта эксплуатации.

Текущий ремонт

Необходимость текущего ремонта и его объем определяются по результатам контроля технического состояния устройства ТАИ, осуществляемого при его техническом обслуживании и при устранении отказа в работе, а для средств измерений – также и перед их поверкой или калибровкой.

Капитальный ремонт

Объем капитального ремонта устанавливается отраслевой НТД и заводской документацией, а также на основании опыта эксплуатации, и уточняется по результатам дефектации составных частей устройства при полной его разборке.

Периодичность проведения капитального ремонта средств ТАИ установлена отраслевой документацией. Для устройств, на которые эти документы не распространяются, периодичность капитального ремонта устанавливается энергопредприятием на основании заводской документации и опыта эксплуатации.

3.1.3 ТОиР средств ТАИ производятся в соответствии с руководствами по капитальному ремонту и техническими условиями на ремонт, действующими отраслевыми нормами и нормативами, а также с учетом монтажно-эксплуатационных инструкций заводов-изготовителей средств ТАИ.

3.1.4 Техническое обслуживание средств ТАИ осуществляют цеха тепловой автоматики и измерений (ЦТАИ) электростанций и тепловых сетей.

3.1.5 ЦТАИ электростанций и тепловых сетей в части организации ТОиР средств ТАИ:

– участвуют в выполнении плановых работ по ТОиР;

– устраняют отказы в работе аппаратуры, возникающие в процессе эксплуатации;

– участвуют в выполнении работ по модернизации и реконструкции систем управления технологическими процессами;

– выполняют тестирование средств АСУ ТП;

– выполняют наладку средств ТАИ;

– при необходимости участвуют совместно с научными и проектно- конструкторскими организациями в испытаниях при освоении головных образцов новой техники в области автоматизации энергооборудования;

– создают банк технической документации: руководств и технических условий, инструкций заводов-изготовителей, чертежей щитов, пультов, их монтажно-коммутационных схем и т.д.;

– составляют заявки на материалы и запасные части, осуществляют контроль за их правильным расходованием;

– внедряют передовые методы труда и новые совершенные формы организации ремонта, в том числе автоматизированные системы управления.

3.1.6 Служба тепловой автоматики (СТА) и метрологическая служба (МС) управляющей, генерирующей компании в части организации ТОиР средств ТАИ:

– осуществляют мероприятия по совершенствованию ТОиР средств ТАИ на ТЭС и в тепловых сетях;

– согласовывают заявки энергопредприятий и составляют собственные заявки на запасные части и материалы для ремонта;

– контролируют приобретение и распределение запасных частей;

– организуют изготовление специальной ремонтной оснастки;

– разрабатывают предложения по организации заводского (централизованного) ремонта.

3.1.7 Электростанции и тепловые сети привлекают для выполнения ремонтов, специальных ремонтных работ и модернизации средств ТАИ подрядные специализированные ремонтные предприятия и монтажные организации отрасли.

3.1.8 Важнейшим направлением совершенствования ТОиР средств ТАИ является внедрение заводского ремонта на основе стабильной технологии и развитой специализации с созданием соответствующего обменного фонда.

Заводской ремонт средств ТАИ осуществляется централизованно:

- на крупных энергопредприятиях – за счет создания центральных лабораторий и мастерских;

- на производственных базах и цехах ТАИ специализированных ремонтных предприятий, находящихся в данном регионе.

3.1.9 Состав и ведение эксплуатационной и ремонтной документации в ЦТАИ определяется СО 34.35.521-00 (РД 153-34.1-35.521-00).

3.2 Планирование технического обслуживание и ремонта средств ТАИ

3.2.1 ЦТАИ ТЭС и тепловых сетей ежегодно составляют графики технического обслуживания и ремонта средств ТАИ, а также планы работ по модернизации систем управления технологическими процессами.

СТА и МС управляющей, генерирующей компании ежегодно составляют годовые и месячные планы заводского ремонта средств ТАИ.

3.2.2 Графики и планы, составляемые ЦТАИ, утверждаются главным инженером энергопредприятия.

Планы, составляемые СТА и МС, утверждаются главным инженером управляющей, генерирующей компании.

3.2.3 На основании ежегодных графиков и планов ЦТАИ определяют и согласуют с СТА и МС трудоемкость работ, необходимую численность ремонтного персонала, потребность в материалах и запасных частях, а также осуществляют контроль за соблюдением нормативной периодичности проведения ТОиР средств ТАИ и выполнением работ по модернизации систем управления технологическими процессами.

3.2.4 Разработка графиков ТОиР средств ТАИ производится, исходя из следующих условий:

- техническое обслуживание средств ТАИ выполняет персонал ЦТАИ энергопредприятий;

- капитальный и текущий ремонты средств ТАИ ,как правило, выполняет персонал специализированных ремонтных предприятий;

- при наличии подразделения по заводскому ремонту капитальный ремонт средств ТАИ в основном выполняется в этом подразделении.

3.2.5 Для организации ремонта средств ТАИ энергопредприятием создается обменный фонд технических средств автоматизации, обеспечивающий: оперативную замену в течение года отказавших в процессе эксплуатации устройств ТАИ каждого типа, входящих в состав штатных систем теплотехнического контроля, автоматического регулирования, дистанционного управления, технологических защит, блокировок и сигнализации теплоэнергетического оборудования (годовой эксплуатационный запас восстанавливаемых устройств ТАИ), плановую замену в течение года устройств каждого типа, отработавших свой межремонтный ресурс, для передачи их в капитальный ремонт (годовой ремонтный запас восстанавливаемых устройств ТАИ); возможность проведения капитального ремонта устройств ТАИ с установленной для них периодичностью (до 6-7 лет), в то время как при отсутствии обменного фонда периодичность ремонта устройств ТАИ вынуждено приравниваться к периодичности ремонта основного оборудования (4-5 лет); ритмичную работу и равномерную загрузку ремонтного персонала в течение всего года; возможность четкого планирования трудовых и материальных ресурсов на ремонт средств ТАИ.

3.3 Приемка из ремонта средств ТАИ, контроль и оценка качества

3.3.1 Приемка средств ТАИ из ремонта проводится отдельно по каждой функциональной группе устройств: автоматического регулирования, дистанционного управления, технологического контроля, информационных, управляющих и вычислительных комплексов и т.д.

3.3.2 Опробование и приемка из капитального ремонта всего объема средств ТАИ установки (энергоблока, котла, турбины, отдельного вида оборудования) производится перед пуском и на этапе приемо-сдаточных испытаний этой установки при приемке ее из ремонта.

При положительном результате опробования средств ТАИ на работающем оборудовании их ремонт считается законченным и дается предварительная оценка качества отремонтированных средств ТАИ и выполненных ремонтных работ.

Окончательная оценка качества отремонтированных средств ТАИ и выполненных ремонтных работ дается по результатам их подконтрольной эксплуатации в составе отремонтированной установки.

3.3.3 Основными показателями при контроле и оценке качества отремонтированных средств ТАИ и выполненных ремонтных работ являются:

1) соответствие технического состояния приборов, аппаратуры управления, сигнализации и защит, внутренней и внешней коммутации, кабельных связей и трубных проводок требованиям нормативно-технических документов на ремонт и монтаж, правилам технической эксплуатации и заводским инструкциям;

2) результаты проведения следующих контрольных операций:

- измерительные приборы должны быть включены в работу и при этом должны быть проверены целостность измерительных линий и исправность датчиков, надежная работа кинематики регистрирующих и контактных устройств, правильность уставок защит и сигнализации;

- схемы управления электроприводами запорных и регулирующих органов должны быть опробованы в работе, в том числе проверены точность установки конечных выключателей, работа сигнализации положения запорных органов и указателей положения регулирующих органов, работа электроприводов по командам из цепей защит и блокировок;

- технологические защиты должны быть опробованы и проверены путем имитации срабатывания датчиков с воздействием через выходные реле схем защит на исполнительные устройства;

3) внешний вид и чистота приборов и аппаратуры щитов, пультов и сборок (отсутствие царапин и нарушений окраски, пыли и грязи);

4) исправность дверей и замков сборок, панелей и пультов;

5) наличие протоколов проверки и наладки аппаратуры, карт настройки регуляторов, паспортов измерительных приборов или документов, заменяющих паспорта.

3.3.4 Оценки за качество ремонта устанавливаются комиссией, принимавшей средства ТАИ из ремонта:

– "отлично" – при отсутствии замечаний;

– "хорошо" – при обнаружении недостатков, которые могут быть устранены в течение 24 часов;

– "удовлетворительно" – если устранение обнаруженных недостатков требует более 24 часов.

3.3.5 На работы по ремонту средств ТАИ, выполняемые специализированными ремонтными предприятиями и другими организациями устанавливаются гарантийные обязательства, условия и продолжительность которых определяются нормативно-технической документацией на ремонт устройств ТАИ. Проведение ремонта регистрируется в документации ЦТАИ. Если ремонт выполнялся подрядной организацией, то его проведение кроме того, оформляется и актом приемки (приложение 31).

3.4 Техническое обслуживание и ремонт устройств РЗА

3.4.1 Организация и проведение ТоиР устройств РЗА осуществляется в соответствии с требованиями «Правил технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750кВ» СО 34.35.617-2001 (РД 153-34.0-35.617-2001), а также в соответствии с требованиями нормативных документов, указанных в «Перечне нормативных документов, используемых при проведении технического обслуживания устройств РЗА», приложение 1 вышеуказанного руководящего документа.

4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

4.1 Общие положения

4.1.1 Организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна выполнять следующие основные функции:

- обеспечение подачи потребителям тепловой энергии установленных параметров в соответствии с заданным графиком при утечках теплоносителя и потерях тепла, не превышающих нормативные;
- оперативное управление работой тепловых сетей;
- техническое обслуживание тепловых сетей;
- координация управления работой элементов системы централизованного теплоснабжения (источники тепловой энергии, тепловые сети, системы теплопотребления) согласно балансовой принадлежности;
- разработка текущих и перспективных тепловых и гидравлических режимов системы централизованного теплоснабжения;
- подготовка и выдача разрешений и технических условий на присоединение новых потребителей (абонентов) и на изменение договорных тепловых нагрузок существующих потребителей;
- организация разработки проектно-сметной документации для вновь строящихся тепловых сетей, контроль за строительством тепловых сетей и приемка их в эксплуатацию;
- подготовка технической и проектно-сметной документации для проведения реконструкции и капитального ремонта тепловых сетей;
- осуществление технического надзора за строительством новых и реконструируемых тепловых сетей и сооружений, а также за проведением капитального ремонта, приемка их в эксплуатацию;
- проведение испытаний тепловых сетей, выполнение диагностических работ, осуществление контроля за наружной и внутренней коррозией трубопроводов;
- внедрение энергосберегающих технологий;

- формирование и пополнение неснижаемого аварийного запаса МТР для выполнения аварийного ремонта;

- осуществление технологического контроля за теплопотребляющими установками потребителей;

- организация и проведение ремонтов зданий и сооружений тепловых сетей;

- организация и проведение аварийно-восстановительных работ в тепловых сетях.

4.1.2 Специфика централизованного теплоснабжения, выражающаяся в неразрывности процессов выработки, передачи и потребления тепловой энергии, требует концентрации ответственности за полное обеспечение потребителей в тепле, максимальной эффективности использования основных фондов, тесной взаимосвязи эксплуатации и ремонта.

4.1.3 Система технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений сетей предусматривает выполнение комплекса работ, производимых с определенной периодичностью, направленных на обеспечение надежного теплоснабжения, исправного состояния оборудования, экономичной и безопасной его эксплуатации, при оптимальных трудовых и материальных затратах.

Комплекс проводимых работ включает в себя:

- техническое обслуживание;

- проведение диагностического обследования и анализа повреждаемого оборудования и установление на основании этих данных оптимальных сроков проведения капитальных ремонтов;

- ремонт оборудования, зданий и сооружений;

- своевременное и полное обеспечение эксплуатационных и ремонтных работ необходимыми материалами, запасными частями и оборудованием;

- внедрение прогрессивных форм организации и управления ремонтом, специализации ремонтных работ, комплексной механизации и передовой технологии;

- контроль качества выполняемых работ в процессе ремонта.

4.1.4 Организация технического обслуживания и ремонта технологического оборудования, тепловой автоматики, защиты, средств измерений, устройств диспетчерского управления и связи, производственных зданий и технологических сооружений сетей (систем централизованного теплоснабжения) возлагается на предприятие тепловых сетей.

4.1.5 Предприятия тепловых сетей несут ответственность за техническое состояние оборудования, зданий и сооружений, выполнение нормативных сроков периодичности и объемов ремонтных работ, обеспечивающих стабильные показатели эксплуатации и надежность теплоснабжения, а также качество и сроки отремонтированного оборудования, зданий и сооружений.

4.1.6 В обязанности предприятия тепловых сетей входит:

- организация технического обслуживания и ремонта сетей;

- контроль технического состояния оборудования, зданий и сооружений;

- определение объема и планирование текущих и капитальных ремонтов оборудования, зданий и сооружений;

- обеспечение ремонта финансированием, проектно-сметной документацией, материальными и трудовыми ресурсами (собственными или путем привлечения подрядных организаций, согласование с ними объемов и сроков выполнения ремонтных работ);

- проведение совместно с исполнителями технической подготовки ремонта, организации и производства ремонтных работ, приемки из ремонта и оценке качества;

- внедрение прогрессивных технологий ремонта.

4.1.7 Текущий и капитальный ремонты оборудования, зданий и сооружений сетей могут выполняться:

– собственным персоналом предприятия тепловых сетей;

– силами ремонтных предприятий энергосистем;

– привлекаемыми специализированными ремонтными и строительно-монтажными предприятиями, другими предприятиями и организациями.

4.1.8 Специальные ремонтные работы, выполняют, как правило, специализированные ремонтные и строительно-монтажные предприятия.

4.1.9 Ремонтные и строительно-монтажные предприятия любой формы собственности являются ответственными за сроки и качество выполнения работ в согласованных объемах и в соответствии с договором.

4.1.10 Предприятия тепловых сетей, привлекающие к работам специализированные предприятия и организации, строят свои отношения с ними в соответствии с договором и Руководящим документом " Основные положения и требования договора на выполнение работ по ремонту оборудования электростанций" СО 34.20.602-2002 (РД 153-34.1-20.602-2002).

Рекомендуемая форма договора приведена в приложении 32.

4.1.11 Организационная структура предприятия тепловых сетей предусматривает создание соответствующих ремонтных подразделений:

- по технической подготовке ремонтов – службы, отдела (группы);
- по исполнению ремонтов – цехов, служб, районов, участков, бригад;
- по исполнению проектно-сметных работ.

4.1.12 Предприятия тепловых сетей ведут систематический учет технико-экономических показателей технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений и на базе их анализа, разрабатывают организационно-технические мероприятия по улучшению этих показателей.

4.2 Техническое обслуживание

4.2.1 Техническое обслуживание действующего оборудования, сетей предусматривает выполнение комплекса операций по осмотру, контролю, смазке и регулировке, не требующих вывода его в ремонт.

При этом:

- устанавливается состав работ по техническому обслуживанию и периодичность (график) их выполнения для каждого вида оборудования с учетом требований заводов-изготовителей и местных условий;

- назначаются ответственные исполнители технического обслуживания в зависимости от содержания работ (эксплуатационный или ремонтный персонал);

- ведутся журналы технического обслуживания по видам оборудования, в которые вносятся сведения о выполненных работах по техническому обслуживанию и исполнителях.

4.2.2 В процессе технического обслуживания осуществляется:

1) поддержание в исправном состоянии всего оборудования, строительных и других конструкций сетей, проводя их своевременный осмотр и профилактический ремонт;

2) обслуживание оборудования сетей, в том числе теплоисточников, находящихся на балансе предприятия тепловых сетей, наблюдение за работой теплопроводов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств автоматики, СДТУ и защит, электротехнического оборудования, устройств защиты от электрохимической коррозии и других элементов оборудования, своевременное устранение всех замеченных дефектов, осмотров и обходов оборудования по графику;

3) устранение излишних потерь путем удаления скапливающейся в каналах и камерах воды, ликвидации проникновения грунтовых и верховых вод в камеры и каналы, своевременное выявление и восстановление разрушенной тепловой изоляции и покровного слоя;

4) удаление воздуха из теплопроводов через воздушники, ликвидация присосов воздуха в сети, поддержание необходимого избыточного давления во всех точках сети и системах потребителей;

5) поддержание чистоты в камерах и проходных каналах, недопущение возможности проникновения в них посторонних лиц;

6) принятие мер к предупреждению, локализации и ликвидации неполадок и аварий в сетях;

7) проведение по графику испытаний сетей на гидравлическую плотность, максимальную температуру, тепловые и гидравлические потери, на наличие потенциалов блуждающих токов и т.п.;

8) осуществление контроля за техническим состоянием тепломеханического оборудования тепловых пунктов и его регулировкой;

9) проведение контроля состояния строительно-изоляционных конструкций, тепловой изоляции и трубопроводов в подземных прокладках сетей путем профи-

лактических плановых шурфовок, термографического обследования состояния теплотрасс с применением "тепловизора" и других методов диагностирования.

4.3 Плановый ремонт

4.3.1 Необходимость проведения планового ремонта определяется фактическим состоянием сети, обеспечением надежного и экономичного теплоснабжения, необходимостью увеличения отпуска тепла, улучшения гидравлических режимов, снижением стоимости транспорта тепла и т.д.

4.3.2 Периодичность планового ремонта определяют конструктивные особенности сети, применяемые материалы, уровень эксплуатационно-технического обслуживания действующих сетей и т.п.

4.3.3 Плановый ремонт сетей подразделяется на:

- текущий ремонт;
- капитальный ремонт.

4.3.4 В течение отопительного сезона в сетях выявляются дефекты, подлежащие устранению при текущем ремонта.

4.3.5 Текущий ремонт сетей проводится ежегодно по графику после окончания отопительного сезона.

Сроки ремонта ответвлений должны совмещаться со сроками ремонта магистральных тепловых сетей.

4.3.6 График ремонтных работ составляется, исходя из одновременного ремонта трубопроводов сети и тепловых пунктов, а также ревизии и ремонта головных задвижек, оборудования схем подготовки подпиточной воды и расходомерных устройств на выводах теплоисточников.

4.3.7 Для проведения текущего ремонта вся сеть может быть разбита на отдельные участки для возможности выполнения работ в сроки, согласованные с городскими жилищными организациями.

4.3.8 График текущего ремонта сети составляется с учетом проведения ремонтных работ на теплоисточниках и согласовывается с теплоисточниками, предприятиями обслуживающими теплопотребляющие установки, с местными органами власти и утверждается генерирующей компанией.

4.3.9 При проведении текущего ремонта выполняются, в основном, следующие работы:

1. Каналы, камеры, павильоны, опоры и эстакады

1.1. Устранение отдельных неплотностей в стенах проходных каналов и камер, заделка отдельных выпадающих кирпичей, частичный ремонт отмостки и кровли.

1.2. Смена отдельных ходовых скоб.

1.3. Ремонт лестниц, площадок и ограждений с подваркой металлоконструкций.

1.4. Восстановление окраски металлоконструкций.

1.5. Очистка попутных дренажей и водовыпусков от ила.

1.6. Восстановление и заделка разрушенных люков.

2. Трубопроводы, арматура и оборудование сетей, насосных станций

2.1. Замена отдельных труб или поврежденных участков, устранение выявленных дефектов.

2.2. Сварка или подварка отдельных стыков труб.

2.3. Частичный ремонт тепловой изоляции (до 5% общей длины участка трубопроводов) с восстановлением антикоррозионных покрытий и окраски.

2.4. Вскрытие и ревизия запорной, дренажной, воздухоспускной и регулирующей арматуры (задвижек, вентилей, регулирующих, обратных, предохранительных и редукционных клапанов), ремонт этой арматуры со сменой отдельных деталей, притирка дисков или золотников; набивка или смена сальниковых уплотнителей, смена прокладок и подтяжка болтов сальниковых и фланцевых соединений.

2.5. Ревизия и мелкий ремонт насосов, вскрытие, осмотр дисков, смена набивки сальниковых уплотнителей, смена подшипников.

2.6. Ревизия и мелкий ремонт электрических, электромагнитных и гидравлических приводов запорной и регулирующей арматуры, электродвигателей насосов и пусковой аппаратуры к ним без смены деталей.

2.7. Вскрытие и очистка грязевиков, фильтров, конденсационных и аккумуляторных баков.

2.8. Ремонт приборов контроля, аппаратуры автоматики, регулирования, защиты, телеизмерения и управления и их замена;

2.9. Ремонт элементов электрохимической защиты трубопроводов от коррозии;

2.10 Комплексное опробование насосных станций перед началом отопительного сезона для определения качества ремонта, правильности работы и взаимодействия всего тепломеханического и электротехнического оборудования, средств контроля, автоматики, телемеханики и защиты.

4.3.10 К капитальному ремонту относятся работы, при проведении которых восстанавливается изношенное оборудование и конструкции, или они заменяются более прочными и экономичными, улучшающими эксплуатационные качества ремонтируемых сетей.

4.3.11 Капитальный ремонт, как правило, производится в летний период по заранее составленному для каждой магистрали и района сети в целом плану-графику, согласованному с местными органами власти и утвержденному генерирующей компанией.

Капитальный ремонт может производиться круглогодично при условии обеспечения потребителей тепловой энергией.

4.3.12 Капитальный ремонт тепловых сетей проводится, исходя из фактического состояния сетей, на основании аварийных актов, актов диагностического (инструментального) обследования сетей, статистики и анализа повреждений, циркуляров и др.

4.3.13 Перечень основных работ, проводимых при капитальном ремонте тепловых сетей:

1. Каналы, камеры, и опоры надземных прокладок

1.1. Восстановление поврежденных или смена пришедших в негодность строительных конструкций каналов, камер, павильонов, смотровых колодцев и опор надземных прокладок

1.2. Восстановление поврежденных, смена пришедших в негодность или прокладка дополнительных дренажей из камер и каналов, а также попутных дренажей для понижения уровня грунтовых вод на действующих сетях.

1.3. Полная или частичная смена гидроизоляции каналов и камер.

1.4. Восстановление или смена подвижных и неподвижных опор, а также системы креплений трубопроводов при надземных прокладках, на эстакадах и искусственных сооружениях (мостах, путепроводах).

1.5. Вскрытие и очистка каналов от заиливания с восстановлением изоляции.

1.6. Смена металлических спускных лестниц в камерах и на эстакадах или более 50% ходовых скоб.

1.7. Смена люков.

2. Трубопроводы, арматура, оборудование тепловых сетей и насосных станций

2.1. Смена пришедших в негодность трубопроводов с увеличением, в необходимых случаях диаметра труб (не более чем на два типоразмера), применение компенсаторов, запорной арматуры и других устройств более совершенных конструкций, более совершенных типов теплоизоляционных конструкций, а также отклонения при необходимости от существующей трассировки.

2.2. Полная или частичная замена тепловой изоляции, восстановление и нанесение вновь антикоррозионного покрытия и гидроизоляции на действующие трубопроводы.

2.3. Смена или установка дополнительных задвижек или другой запорной арматуры, компенсаторов и фасонных частей или их ремонт со сменой изношенных деталей.

2.4. Смена пришедшей в негодность регулировочной и предохранительной арматуры и автоматических устройств, средств автоматики, телемеханики и связи или ремонт со сменой основных изношенных деталей.

2.5. Смена или ремонт со сменой деталей электрических, электромагнитных, гидравлических и других приводов задвижек, авторегуляторов, насосов , а также пусковой аппаратуры к ним.

2.6. Смена или ремонт со сменой деталей силовой и осветительной аппаратуры и шкафов рабочего освещения в камерах, каналах, коллекторах, павильонов, на эстакадах и насосных станциях.

2.7. Смена и ремонт со сменой деталей насосов, грязевиков, конденсатоотводчиков, аккумулирующих емкостей и другого тепломеханического оборудования насосных и аккумуляторных станций.

2.8. Ремонт, дооборудование и смена тепловых щитов и теплоизмерительных приборов.

2.9. Ремонт со сменой негодных деталей и сооружение на действующих сетях устройств для защиты от электрохимической коррозии.

2.10. Ликвидация перекосов арматуры, образовавшихся в результате осадок трубопроводов при бесканальной прокладке, связанная с переваркой конструкций трубопровода (компенсаторов, фланцевых соединений, ответвлений) или опор.

2.11. Очистка внутренней поверхности труб и тепломеханического оборудования от накипи и продуктов коррозии механическим или химическим путем.

4.3.14 Сметы на капитальный ремонт утверждаются главным инженером предприятия тепловых сетей.

4.4 Техническая документация

4.4.1 Ремонтная документация должна содержать требования нормативных документов и предписаний Госгортехнадзора и РАО «ЕЭС России», Правил по охране природы, безопасности труда, пожарной безопасности и др., требования эксплуатационных и противоаварийных циркуляров, информационных сообщений и писем заводов-изготовителей оборудования.

Нормативно-техническая и технологическая документация на ремонт оборудования должна соответствовать требованиям государственных стандартов, строительных норм и правил, правил, норм и инструкций по безопасности труда, стандартов и руководящих документов, действующих в отрасли.

4.4.2 Ремонт оборудования сетей (насосы, арматура, КИП и автоматика, электрооборудование и др.) производится в соответствии с требованиями нормативно-технической и технологической документации.

К нормативно-технической документации относятся действующие в отрасли стандарты, технические условия на ремонт, руководства по ремонту, ПТЭ, методические указания, нормы, правила, инструкции, эксплуатационные характеристики.

К технологической документации относятся документы, разработанные в соответствии с государственными стандартами ЕСТД, рекомендациями Госстандарта и руководящими документами отрасли.

4.4.3 Капитальный ремонт собственно тепловых сетей (теплопроводы, строительные конструкции и др.) производится по следующей ремонтной документации:

- выполняемой проектной организацией или предприятием тепловых сетей:

- проект капитального ремонта и смета;
- проект организации строительства;
- проект организации дорожного движения (при необходимости)

- **выполняемой подрядной строительной организацией или предприятием тепловых сетей**:

- проект производства работ;
- исполнительная документация.

4.4.4 Ремонтная документация разрабатывается в соответствии со следующими нормативными документами:

СНиП 1.02.01-95 Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений;

СНиП 2.04.07-85 Тепловые сети. Нормы проектирования;

СНиП II-23-81 Стальные конструкции;

СНиП 3.05.03-85 Тепловые сети;

СНиП 3.05.04-85 Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации.

СНиП II-01-95 Инструкция о порядке разработки, согласования, ут-

верждения и составления проектной документации.

ГОСТ 21.605-82. Тепловые сети (тепломеханическая часть). Рабочие чертежи.

СанПиН № 4723-88 Санитарные правила устройства и эксплуатации систем централизованного горячего водоснабжения.

СП 41-101-95 Проектирование тепловых пунктов. Своды правил по проектированию и строительству к СНиП – 2.04.07 –85.

4.4.5 Проект – это совокупность документов (расчеты, чертежи и др.), по которым осуществляется новое строительство и капитальный ремонт тепловых сетей.

В состав проекта входят:

- общая пояснительная записка;
- общие указания к проекту прокладки сети;
- ведомость согласований;
- ведомость потребности в материалах;
- спецификация оборудования и сметы;
- техническое задание на проектирование;
- паспорт проекта;
- дендроплан;
- меры пожарной безопасности.

Чертежи:

- ситуационный план;
- план трассы;
- продольный профиль;
- технологический план и схемы узлов;
- строительная и технологическая части камер;
- узлы трубопроводов и неподвижные опоры;
- узлы пересечения теплотрассы с инженерными коммуникациями (водопровод, канализация, газопровод, кабельные линии, связь и др.).

В общие указания к проекту прокладки сетей включаются разделы:

1) общая часть;

2) трасса теплопроводов и строительные конструкции:

3) изоляция теплопроводов;

4) требования к качеству труб и производству работ;

5) защита от наружной коррозии;

6) указания по промывке теплопроводов;

7) условия строительства и пуска в эксплуатацию;

8) благоустройство территории.

4.4.6 В проекте организации строительства указываются:

- зона производства работ;

- необходимость и организация водопонижения;

- типы крепления откосов каналов;

- места складирования вынутого грунта;

- объездные дороги;

- перенос контактных сетей городского транспорта;

- площадка для размещения бытовых помещений для персонала и т.п.

4.4.7 В проекте производства работ указываются:

- очередность производства работ;

- размеры ограждаемых территорий;

- места складирования строительных конструкций, трубопроводов и материалов;

- размещение строительных машин и механизмов и схем их движения;

- схема размещения бытовых помещений персонала;

- подъездные дороги и схемы транспортных потоков;

- освещение зоны работ;

- установка предупредительных знаков;

- схема разработки грунта и т.п.;

- меры пожарной безопасности.

4.4.8 Исполнительная документация состоит из:

- исполнительных чертежей;

- актов на скрытые работы;

- сертификатов и паспортов на материалы и оборудование;

- актов на выполнение работы и т.п.

4.4.9 Проекты на капитальный ремонт сетей разрабатываются проектными организациями или предприятиями тепловых сетей в соответствии с утвержденными заданиями на проектирование.

4.4.10 Проекты, связанные с раскопками, подлежат обязательному согласованию с организациями, эксплуатирующими подземные инженерные коммуникации (по требованию отдела подземных сооружений - ОПС), организациями - юридическими владельцами, на территории которых предусматривается производство работ, в части планово-высотного положения подземных сооружений и методов производства работ, обеспечивающих сохранность зданий и сооружений, расположенных в непосредственной близости от мест разрытий для прокладки сетей.

4.4.11 Проекты на капитальный ремонт сетей согласовываются со следующими основными организациями:

1) с Управлением государственного контроля, охраны и использования памятников истории и культуры (по требованию ОПС)– при проектировании и строительстве в охранной зоне и в непосредственной близости от зданий и сооружений, охраняемых государством и известных археологических объектов;

2) с эксплуатационными организациями: Горгаз, Городская кабельная сеть, Горводопровод, Городская телефонная сеть и т.д.

3) с отделами городского управления благоустройства при проектировании и строительстве в зоне зеленых насаждений;

4) с местными органами власти, занимающимися вопросом охраны и контроля состояния экологической среды;

5) с отделением железной дороги при проектировании и строительстве в полосе отвода территории железной дороги;

6) с УГИБДД и предприятиями по эксплуатации дорог при проектировании и строительстве на городских магистралях, улицах, при разрытии дорожных покрытий и ограничении движения транспорта.

В отдельных случаях ОПС имеет право потребовать дополнительного согласования, если это связано с необходимостью обеспечения сохранности действующих подземных сооружений.

4.4.12 Представляемые на согласование в ОПС проекты должны содержать топографический план, профиль сооружения с данными о гидрогеологических условиях строительства, основные конструктивные чертежи и необходимые технические решения по обеспечению сохранности подземных и наземных зданий и сооружений и археологических объектов, расположенных в зоне строительства.

4.4.13 Изменение планово-высотного положения проектируемой сети в процессе строительства согласовывается с ОПС.

4.4.14 Все вносимые в ранее согласованные проекты изменения в процессе строительства, в части планового и высотного положения сети, применяемых материалов и конструкций, условий производства работ согласовываются до начала выполнения работ с проектной организацией, энергопредприятием, эксплуатационными и другими заинтересованными организациями, а также с ОПС. 4.4.15 Проект организации строительства разрабатывается проектной организацией одновременно с ремонтной документацией и проходит согласование со всеми заинтересованными организациями одновременно с проектом. 4.4.16 Проект производства работ разрабатывается организацией, выполняющей капитальный ремонт сетей, согласовывается с субподрядными организациями и утверждается строительной организацией.

4.4.17 В проектах производства работ и в проектах организации строительства на прокладку и переустройство сетей должны предусматриваться мероприятия по очередности перекладки подземных сооружений и коммуникаций, мероприятия, обеспечивающие сохранность наземных и подземных сооружений (в том числе известных археологических объектов) и зеленых насаждений, расположенных в зоне строительства.

4.4.18 В проекте производства работ для мест интенсивного движения транспорта и пешеходов указываются порядок и очередность выполнения работ, обеспечивающих безопасность движения.

4.4.19 При работах на улицах города проект производства работ должен содержать схемы изменения движения транспорта и пешеходов, согласование с управлением ГИБДД и Гортранса.

4.4.20 Проекты организации строительства и производства работ разрешается разрабатывать только на топографических планах масштаба 1:500 и 1:2000, изготовленных Горгеотрестом. Проектирование на планах (выкопировках) с топографических планов, выполненных другой организацией, без проверки Горгеотреста запрещается.

На топографических планах наносятся все существующие и ранее запроектированные подземные и наземные сооружения, красные линии, планировочные отметки и поперечные профили проектируемых проездов.

4.4.21 При наличии агрессивных грунтов и подземных вод, повышенных потенциалов и "блуждающих" токов во всех проектах на прокладку сетей должны быть предусмотрены необходимые мероприятия, обеспечивающие долговечность и сохранность их от коррозии.

4.4.22 Прокладка и переустройство подземных сооружений могут осуществляться открытым или закрытым способом.

Целесообразность применения того или иного способа должна определяться проектом с учетом местных условий и экономической целесообразности.

В центральной части города, а также на улицах и площадях с усовершенствованным дорожным покрытием, интенсивным движением транспорта и пешеходов, способ прокладки определяется с участием заказчика, подрядчика и владельца территории или дороги. При этом преимущество должно отдаваться закрытым способам (в щитовых тоннелях и коллекторах, в футлярах, проложенных способом продавливания и прокола).

4.5 Планирование ремонта

4.5.1 Планирование ремонта включает в себя разработку перспективных планов и годовых графиков ремонта по форме приложения 33.

4.5.2 На все виды ремонта оборудования, зданий и сооружений сетей составляются перспективные планы и годовые графики проведения работ.

4.5.3 Перспективные планы составляются предприятиями тепловых сетей сроком на 5 лет на основании заявок эксплуатационных районов, действующих нормативов и состояния оборудования.

4.5.4 Перспективные планы утверждаются предприятиями тепловых сетей и до 1 марта предшествующего планируемому периоду года направляются в генерирующую компанию.

К перспективному плану прилагается график ремонтов на планируемый период.

4.5.5 Перспективный план служит основанием для планирования трудовых, материальных и финансовых ресурсов по годам.

4.5.6 В соответствии с перспективным планом ремонта сетей предприятие тепловых сетей до 1 сентября предыдущего года передает соответствующим проектным организациям задания на проектирование и другие исходные материалы.

Одновременно в Геоконторе Горкомархитектуры заказывается геоподоснова будущей трассы и запрашиваются техусловия смежных организаций. Все эти материалы должны быть получены не позднее 1 января года выполнения проекта.

4.5.7 Годовой план ремонта составляется предприятием тепловых сетей на основании перспективного плана, предложений подразделений и с учетом фактического технического состояния сетей.

Состояние сетей определяется по анализу повреждений, происшедших за время их эксплуатации, данным анализа результатов ежегодно выполняемых плановых и внеплановых шурфовок, проведением термографического обследования состояния теплотрасс (с применением "тепловизора") и других методов диагностирования.

4.5.8 Подписанный предприятием тепловых сетей годовой план ремонта сетей направляется для утверждения в генерирующую компанию до 1 сентября предшествующего года, к годовому плану прилагается график ремонта.

4.5.9 В соответствии с планом ремонта сетей в январе планируемого года отделом (службой) по подготовке ремонтов с привлечением диспетчерской службы, эксплуатационных районов и других отделов и служб предприятия теп-

ловых сетей составляется сводный график отключений сетей на капитальный ремонт.

Этот график утверждается генерирующей компанией, после чего, не позже 1 апреля, согласовывается с местными органами власти.

4.6 Подготовка к ремонту

4.6.1 Подготовка к ремонту - это разработка и выполнение комплекса организационно-технических мероприятий, которые должны обеспечить высокое качество ремонтных работ, выполнение их в установленные сроки, оптимальные трудовые и материальные затраты. Разработка мероприятий, в том числе проекты организации строительства и проекты производства работ и сроки их выполнения, предусматриваются в планах подготовки к ремонту.

4.6.2 В проектах производства работ на перекладку сетей в зоне зеленых насаждений на территории сельскохозяйственных угодий и в других местах, где имеется плодородный слой растительной земли, предусматривается срезка этого слоя и использование его для озеленения и последующего восстановления плодородия почвы на данном объекте.

4.6.3 Восстановление дорожных покрытий в зимний период выполняется по специально разработанному проекту производства работ, обеспечивающему необходимое качество устройства основания.

4.6.4 На производство земляных работ, связанных с проведением планового ремонта сети до начала ремонта оформляется специальное разрешение (ордер). Ордер выдает административная инспекция местного органа власти на основании согласований дорожно-эксплуатационных организаций только лицам инженерно-технического состава (начальник участка, старший прораб, прораб, мастер), допущенным к производству строительных работ.

4.6.5 Для получения ордера на производство земляных работ строительная или ремонтная организация представляет в административную инспекцию следующие материалы:

1) рабочую документацию, рабочие проекты, согласованные ОПС и местными органами власти;

2) проект производства, включая работы в зоне расположения кабельных и воздушных линий электропередачи и линий связи, транспортных и железнодорожных путей и других ответственных сооружений с указанием сроков производства работ, ограждаемых территорий и мероприятия по сохранности подземных и наземных сооружений, расположенных в зоне ремонта, согласованный с соответствующими эксплуатационными организациями в части методов ведения работ и утвержденный главным инженером ремонтной организации;

3) схему организации движения городского транспорта и пешеходов на период проведения ремонтных работ, разработанную проектной организацией и согласованную с заинтересованными организациями;

4) обязательства (договор) управлений дорожного хозяйства и благоустройства, других организаций по восстановлению дорожных покрытий;

5) согласование с управлением "Горзеленхозстрой" объемов работ по пересадке (вырубке) зеленых насаждений и мероприятий по их защите и восстановлению в зоне ремонта;

6) уведомление:

- предприятия "Горгаз" – о мероприятиях по сохранности подземных газопроводов и защите газовых сетей от коррозии;

- организаций кабельных сетей - о сохранности высоковольтных кабельных линий;

- организаций Городской связи – о сохранности линий связи.

4.6.6 В ордере указываются:

- фамилия, имя, отчество, должность лица, ответственного за ведение работ;

- срок выполнения работ на объекте, в том числе на проезжей части улиц, увязанный с представленным проектом производства работ;

- организации, на которые возлагаются работы по восстановлению дорожных покрытий, зеленых насаждений, благоустройства прилегающих территорий и сроки их выполнения;

- организации, представители которых должны быть вызваны на место до начала земляных работ для уточнения местоположения действующих подземных сооружений.

4.6.7 Административная инспекция выдает ордер на производство работ, связанных с разрытием, на плановый срок, но в пределах срока действия согласования проекта ОПС.

Если в указанные сроки работы не могут быть выполнены, предприятие тепловых сетей не позднее, чем за месяц до истечения срока согласования, пересогласовывает проект в ОПС, а ремонтная организация – продляет срок действия ордера в Административной инспекции.

4.6.8 Проведение капитального ремонта не должно приводить к нарушению нормального теплоснабжения потребителей тепловой энергии или время перерыва теплоснабжения должно быть минимальным. Срок перерыва должен быть согласован с местным органом самоуправления.

4.6.9 В техническом задании на разработку документации для проведения капитального ремонта сети должны быть даны указания о необходимости обеспечения теплоснабжения потребителей, получающих тепло от этого участка.

4.6.10 При невозможности обеспечить потребителей нормальным теплоснабжением на все время планового ремонта в проектной документации должно быть предусмотрено строительство временного теплопровода (байпаса), прокладываемого, как правило, параллельно существующей трассе и наземно.

4.6.11 Диаметр временного теплопровода определяется расчетом.

При выполнении планового ремонта в летнее время байпас может быть меньшим диаметром, чем основной теплопровод.

4.6.12 До вывода участка сети в плановый ремонт должно быть закончено сооружение временного байпаса и на него переключены все потребители.

4.6.13 После окончания планового ремонта теплосети временный байпас должен быть убран, а территория по которой он проходил приведена в порядок.

4.6.14 Все объекты планового ремонта обеспечиваются необходимыми материалами, оборудованием и запасными частями, согласно ремонтной документации и заявкам в соответствии с утвержденным годовым графиком.

4.6.15 При установлении необеспеченности планового ремонта материальными и финансовыми ресурсами вопрос о начале ремонта, его продолжительности в объеме ремонтных работ передается на решение в энергосистему.

4.6.16 Координация и согласование размещения подземных сооружений на территории города осуществляется ОПС или другими службами Горкомархитектуры.

4.6.17 Ремонт и переустройство подземных сооружений может осуществляться открытым и закрытым способами, целесообразность применения того или другого способов должны определяться в каждом конкретном случае проектом, с учетом местных условий.

4.6.18 Разрытия для ремонта и переустройства сетей (кроме аварийных случаев) на центральных площадях и улицах города, а также на основных магистралях, могут производиться только с разрешения местного органов власти по представлению соответствующих обоснований службами Горкомархитектуры, Административной инспекции и Управления ГИБДД.

4.6.19 Ремонт и переустройство подземных сетей, выполнение всех других работ, связанных с разрытиями, осуществляется по проектам, согласованным и утвержденным в установленном порядке энергопредприятием, при его техническом надзоре и при авторском надзоре проектной организации с соблюдением следующих основных нормативных документов:

1) строительных норм и правил - правила производства и приемки работ, техника безопасности в строительстве и др.;

2) правил охраны линий связи;

3) правил охраны высоковольтных электрических сетей;

4) правил безопасности в газовом хозяйстве СО 153-34.03.356-00 (ПБ 12-368-00);

5) правил устройства электроустановок (ПУЭ) СО 153-34.20.120-2003;

6) других Федеральных и ведомственных нормативных документов на проектирование, строительство и приемку в эксплуатацию подземных инженерных сооружений.

4.6.20 Все проекты на ремонт и переустройство сетей в зоне расположения линий метрополитена согласовываются с эксплуатационными службами городского метрополитена, а на пересечении с проектируемыми трассами метро – с институтом "Метрогипротранс".

4.6.21 Ликвидируемые подземные сооружения сетей, как правило, извлекаются из грунта. При значительной трудоемкости, высокой стоимости работ по извлечению или другим причинам, они могут быть, по согласованию с ОПС, оставлены в грунте при условии освобождения сооружений от сетевой воды, демонтажа запорной арматуры, разборки камер и колодцев на глубину не менее 1 метра, тщательного заполнения всех пустот сооружений песком или песчаным грунтом. Все выполненные работы отражаются на исполнительных чертежах, которые передаются в ГорГеотрест.

Выполнение указанных работ предусматривается в проектах на переустройство сетей, прокладываемых взамен ликвидируемых, или в отдельных проектах.

4.7 Вывод в ремонт и производство ремонта

4.7.1 Вывод в ремонт оборудования и сооружений и ввод их в работу производятся по диспетчерским заявкам.

4.7.2 Началом ремонта оборудования считается момент отключения его от сети. При выводе оборудования в ремонт из резерва, началом ремонта считается время диспетчерского разрешения на вывод его в ремонт.

4.7.3 До вывода в плановый ремонт подготавливается трасса сети: вырубаются или пересаживаются зеленые насаждения, убираются временные постройки, строятся объездные дороги и т.п.

4.7.4 Перед отключением сети производится:

- перевод теплоснабжения потребителей от специально построенного временного теплопровода или от других тепломагистралей;

- после получения разрешения диспетчера на вывод в ремонт тепловой сети эксплуатационный персонал производит все отключения, обеспечивающие безопасные условия производства работ, производит опорожнение трубопроводов сети и выдает общий наряд-допуск на ремонт тепловой сети.

4.7.5 В процессе проведения ремонта руководители предприятий и организаций, участвующих в ремонте, обеспечивают:

- выделение необходимых строительных машин и механизмов;

- своевременную доставку на объект необходимых материалов, оборудования и запасных частей;

- своевременную выдачу бригадам производственных заданий;

- обеспечение стабильности и достаточной квалификации ремонтного персонала;

- выполнение исполнителями ремонта требований технологической и ремонтной документации;

- соблюдение производственной и трудовой дисциплины, правил пожарной безопасности, правил охраны труда.

4.7.6 Ремонтные организации отвечают за сроки начала и окончания, качество выполненных ремонтных работ, технологическую, производственную и трудовую дисциплину, а также за соблюдение правил техники безопасности и противопожарной безопасности своим персоналом.

4.7.7 В случае нарушения ремонтной организацией порядка и сроков производства работ по выданному ордеру административная инспекция имеет право прекратить действие указанного ордера и не выдавать этой организации ордеров на новые работы до завершения ею начатых работ или ставить вопрос перед предприятием тепловых сетей о прекращении финансирования объекта.

4.7.8 С целью повышения уровня проектной документации, качества проведения работ и приемки в эксплуатацию законченных строительством и капитальным ремонтом сетей на предприятии тепловых сетей могут организовываться группы по проведению технического надзора.

4.7.9 Основными производственными задачами группы технического надзора являются:

1) рассмотрение, анализ и выдача замечаний по поступившим проектным заданиям и рабочим проектам на строительство новых и капитальный ремонт существующих сетей, а также специальных инженерных сооружений на них (дюкера, щитовые тоннели, мостовые переходы, насосные станции и др.);

2) согласование указанной документации после внесения исправлений на основании замечаний;

3) решение вопросов, возникающих в процессе строительства и ремонта, и требующих изменения принятых проектных решений;

4) ведение постоянного пооперационного технического надзора за качественным производством работ при новом строительстве и капитальном ремонте сетей;

5) контроль выполнения работ на объектах в полном объеме утвержденной документации, не допуская отклонений от них;

6) непосредственное участие в комиссиях по приемке объектов в эксплуатацию;

7) проверка и приемка исполнительной документации на законченные строительством и ремонтом объекты сетей;

8) разработка и представление руководству энергопредприятия предложений и мероприятий, направленных на улучшение качества проектирования, строительства и ремонта сетей, повышение надежности и безопасности их эксплуатации.

4.7.10 В процессе проведения планового ремонта техническим надзором предприятия тепловых сетей осуществляется поэтапный технический контроль за качеством выполнения работ.

4.7.11 Все замечания, выявленные при производстве работ, записываются в журнал производства работ.

4.7.12 В процессе производства работ подлежат промежуточной приемке:

- разбивка трассы;
- устройство оснований траншей и котлованов;
- монтаж строительных конструкций, заделка и омоноличивание стыков;
- гидроизоляция строительных конструкций;
- дренажные устройства;
- укладка трубопроводов;
- сварка трубопроводов и закладных частей сборных конструкций;
- антикоррозионное покрытие труб;

- тепловая изоляция трубопроводов;

- растяжка П-образных и сильфонных компенсаторов;

- сальниковые компенсаторы;

- ревизия и испытания арматуры;

- холодное натяжение трубопроводов;

- очистка внутренней поверхности труб;

- промывка трубопроводов;

- гидравлическое или пневматическое испытание;

- устройство электрозащиты;

- укладка футляров;

- обратная засыпка траншей и котлованов.

- вертикальная планировка, восстановление элементов благоустройства.

4.7.13 Акты промежуточной приемки входят в документацию, предъявляемую при приемке сетей в эксплуатацию.

Формы актов на скрытые работы приведены в приложениях 34, 35, 36, 37, 38, 39.

4.8 Приемка из капитального ремонта

4.8.1 Приемка сетей (участков) после проведения капитального ремонта и реконструкции тепловых сетей осуществляется в соответствии со СНиП 3.01.04-87 "Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения", СНиП 3.05.03-85 "Тепловые сети".

4.8.2 Приемку сетей из капитального ремонта производит комиссия под руководством главного (заместителя главного) инженера энергопредприятия или начальника района.

4.8.3 В состав комиссии для приемки объекта после капитального ремонта входят:

- начальник эксплуатационного района;

- главный инженер (зам. начальника) района;

- представитель организации, производившей ремонт;

- представитель технического надзора;

- мастер линейного участка, обслуживающий этот участок сетей;

- инженер-инспектор по эксплуатации и технике безопасности.

4.8.4 Состав комиссии оформляется приказом по предприятию тепловых сетей.

4.8.5 Руководители работ, предприятий и организаций, участвующих в капитальном ремонте предъявляют приемочной комиссии исполнительную документацию, составленную в процессе проведения работ.

4.8.6 В состав исполнительной документации входит:

1) проектно-сметная документация на капитальный ремонт объекта;

2) приказ Заказчика о назначении приемочной комиссии;

3) акт приемочной комиссии.

Форма акта приемки тепловой сети из капитального ремонта приведена в приложении 40;

4) приложение к акту приемочной комиссии (список замечаний и недоделок);

5) исполнительные чертежи;

6) акт на разбивку теплотрассы;

7) акт на скрытые работы по линейным конструкциям теплотрассы;

8) акт на скрытые работы по камерам;

9) акт на гидравлическое (пневматическое) испытание теплопроводов на прочность и плотность;

10) акт о растяжке компенсаторов;

11) сертификаты на трубы и их изоляцию;

12) паспорта на отводы, переходы, тройники и другие фасонные детали;

13) паспорта на задвижки Ду 500 мм и более и дистанционные электроприводы к ним;

14) паспорта на насосы и электродвигатели;

15) паспорт теплосети (объекта);

16) удостоверения сварщиков;

17) заключение на проведение контроля сварных соединений;

18) журнал технадзора;

19) справка о результатах измерений разности потенциалов "Теплопровод-земля";

20) акт на приемку "активной" защиты;

21) акт на приемку электрических работ в объеме проекта;

22) акт на выполнение работ по автоматике, телемеханике и кабелям связи;

23) акт на выполнение работ по дренажным насосным станциям;

24) протоколы опробования и испытаний отдельных видов оборудования;

25) акт на приемку грузоподъемных механизмов;

26) акты входного контроля запасных частей и материалов, в т.ч. сварочных;

27) акты проверки на герметичность запорной арматуры;

28) акты на заварку контрольного сварного стыка;

29) ведомость дефектов;

30) справка технического надзора о ликвидации недоделок и замечаний по акту рабочей комиссии.

При капитальном ремонте спецсооружений, коллекторов, дюкеров, мостовых переходов, мостовых путепроводов, щитовых проходок и т.п. должны быть ликвидированы все отклонения от проектной документации.

4.8.7 В состав исполнительных чертежей входят:

- ситуационный план в М=1:2000;

- план теплотрассы, дренажей и водостоков в М=1:500;

- профили теплотрассы, дренажей и водостоков в масштабах: вертикальный 1:50 (1:100) и горизонтальный – 1:500;

- схема сварных стыков (без масштаба);

- чертежи камер и узлов в М=1:20;

- чертежи по прокладке тепловых сетей в мостовых путепроводах, мостах, щитовых проходках, дюкерах и т.п.;

- при наземной прокладке чертежи высоких и низких опор и конструктивные чертежи неподвижных опор;

- узлы пересечения с подземными коммуникациями (водопровода, канализации, теплосети, водостока и т.п.).

4.8.8 Исполнительные чертежи должны отвечать следующим требованиям:

1) выполняться в 4-х экземплярах, в том числе один экземпляр на кальке;

2) должны быть проверены инженером и геодезистом технадзора и иметь штамп согласования с ОПС;

3) при сдаче на проверку представляются рабочие чертежи проекта по объекту в целом, с внесенными в них изменениями в процессе ремонта и строительства и их согласованиями;

4) в правой части исполнительного чертежа производитель работ делает надпись "Отклонений от проекта не имеется" или перечисляет допущенные отклонения от проекта с указанием даты и номера согласования;

5) в штампе исполнительных чертежей следует указать наименование и адрес объекта, название проектной организации, название организации, проводившей работы, номер и дату согласования проекта с ОПС, номер заказа проекта и дату выпуска проекта, номер ордера и дату выдачи права на производство работ, даты начала и окончания работ;

6) чертежи должны быть подписаны руководителем организации, проводившей работы, производителем работ и геодезистом, производившим привязку и нивелировку построенной трассы.

Подписи заверяются печатью организации.

Исполнительные чертежи принимаются представителем предприятия тепловых сетей.

4.8.9 По результатам осмотра объекта, испытаний, проверки и анализа предъявленной документации приемочная комиссия дает разрешение на включение сети в работу.

4.8.10 Операции по включению сети в работу производятся эксплуатационным персоналом после сдачи исполнителями ремонта наряда-допуска на ремонт, по распоряжению главного инженера предприятия тепловых сетей или ответственного за эксплуатацию трубопровода.

Распоряжение оформляется записью в оперативном журнале диспетчера.

4.8.11 Окончанием капитального ремонта считается время включения сети и установление в ней циркуляции сетевой воды, а если участок по режимным условиям не включается в работу, то время окончания ремонта устанавливается приемочной комиссией.

4.8.12 Тепловая сеть проверяется в работе под нагрузкой в течение 24 часов.

4.8.13 Испытания под нагрузкой производятся при постоянной работе сети по нормальной эксплуатационной схеме с доведением нагрузки до номинальной.

Если номинальная нагрузка и параметры не могут быть достигнуты по независящим от предприятия тепловых сетей причинам, то предельные параметры и нагрузка устанавливаются по режиму работы сети и оговариваются в акте приемки.

Если по условиям эксплуатации включение сети в работу не производится, то она принимается без испытания под нагрузкой по результатам проверки исполнительной документации.

В этом случае предприятие тепловых сетей и исполнитель ремонта согласовывают дополнительные условия приемки сети. При этом выявленные при пуске дефекты устраняются ремонтной организацией вне зависимости от срока включения.

4.8.14 Если в течение приемо-сдаточных испытаний были обнаружены дефекты, препятствующие работе сети с номинальной нагрузкой или обнаруженные дефекты (непровар стыка, свищи, деформация неподвижной опоры, перекос стакана компенсатора и т.п.) требуют немедленного останова, то ремонт считается незаконченным до устранения этих дефектов.

Все обнаруженные дефекты, которые не требуют немедленного останова, устраняются исполнителем в сроки, согласованные с предприятием тепловых сетей.

4.8.15 Если в течение приемо-сдаточных испытаний не были обнаружены дефекты, препятствующие работе сети, или обнаруженные дефекты не требуют немедленного отключения, то комиссия принимает решение о приемке из ремонта.

Результаты работы комиссии оформляются актом по форме приложения 40.

К акту по приемке сети могут быть приложены протоколы, справки, ведомости и другие документы, составленные совместно предприятием тепловых сетей и исполнителем ремонта и отражающие:

- перечень работ, выполненных сверх запланированного объема;
- перечень невыполненных работ, предусмотренных согласованной ведомостью объемов работ (проектной документации) и причины их невыполнения;
- перечень руководящих документов , требования которых выполнены в процессе ремонта;
- перечень работ, выполненных с отклонениями от установленных требований, причины отклонения и др.

4.8.16 После окончания приемо-сдаточных испытаний осуществляется подконтрольная эксплуатация сети в течение 30 календарных дней с момента ее включения.

В период подконтрольной эксплуатации проводится проверка работы сети, необходимые испытания и наладка.

Окончательное оформление актом приемки в эксплуатацию законченной ремонтом сети производится по представлению документов:

- справки от ГорГеотреста о принятии в геофонд исполнительных чертежей;
- справок от организаций управления дорожного хозяйства и благоустройства о восстановлении дорожных покрытий и благоустройстве и от "Горзеленхоза" о восстановлении зеленых насаждений.

4.8.17 Предприятия тепловых сетей, имеющие подземные сооружения, после приемки капитально отремонтированных подземных сетей с сооружениями на них (колодцы, шахты, коллекторы) извещают об этом эксплуатационные организации "Горгаз" для осуществления контроля за загазованностью подземных сооружений.

4.8.18 Предприятие тепловых сетей устанавливает в договорах с Подрядчиком гарантийный срок не менее одного года и порядок устранения дефектов, возникших по вине Подрядчика.

5 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

5.1 Общие положения

5.1.1 При эксплуатации электрических сетей должны производиться техническое обслуживание и ремонт.

Техническое обслуживание состоит из комплекса работ и мероприятий по поддержанию работоспособности и исправности линий электропередачи и подстанций. Ремонт состоит из комплекса работ и мероприятий по восстановлению исправности и работоспособности, восстановлению ресурса объектов электрической сети и их элементов.

Комплексы работ, направленные на обеспечение надежности электрических сетей, надежной их эксплуатации, проводятся с определенной периодичностью, при оптимальных трудовых и материальных затратах.

Комплексы работ включают:

– проведение технического обслуживания и планового ремонта, аварийно-восстановительного ремонта;

– накопление и изучение опыта эксплуатации;

– установление оптимальной периодичности и продолжительности проведения капитальных, средних и текущих ремонтов, периодичности технического обслуживания, учитывающей конкретные условия эксплуатации;

– внедрение прогрессивных форм организации и управления техническим обслуживанием и ремонтом;

– внедрение передовых методов работ на электроустановках и оборудовании комплексной механизации, прогрессивной технологии;

– внедрение специализации ремонтных работ;

– контроль качества выполняемых работ по ремонту и качества отремонтированного оборудования;

– своевременное обеспечение ремонтных работ материалами, запчастями и комплектующим оборудованием;

– анализ параметров и показателей технического состояния оборудования до и после ремонта по результатам испытаний.

5.1.2 Поддержание в работоспособном состоянии, техническое обслуживание и ремонт электрических сетей возложено на структурные единицы: в ОАО «Федеральная сетевая компания ЕЭС» - на предприятия магистральных электрических сетей; в региональных сетевых компаниях и АО-энерго - на предприятия электрических сетей; в разделе 5 для указанных структурных подразделений принято единое сокращение – ПЭС.

В период создания региональных сетевых и управляющих компаний их функции по предприятиям входящим в состав АО-энерго осуществляет АО-энерго.

5.1.3 В соответствии с конструктивными особенностями, технологией и условиями производства работ, структурой управления электросетью рекомендуется следующая специализация персонала ПЭС, осуществляющего техническое обслуживание и ремонт электрических сетей:

– техническое обслуживание и ремонт воздушных линий электропередачи (ВЛ) напряжением 220-750 кВ*);

– техническое обслуживание и ремонт ВЛ 35-110 (220) кВ;

– ремонт подстанций напряжением 220-750 кВ*);

– ремонт подстанций напряжением 35-110 (220) кВ;

– техническое и оперативное обслуживание подстанций напряжением 220-750 кВ;

– техническое и оперативное обслуживание, ремонт подстанций напряжением 35-110 (220) кВ;

– техническое и оперативное обслуживание линий электропередачи 6-20 (35) кВ и сетевых трансформаторных подстанций (ТП) 6-35/0,38 кВ;

– оперативное обслуживание объектов распределительных сетей;

– ремонт ВЛ 0,38-20 кВ;

– ремонт ТП 6-35/0,38 кВ, секционирующих и распределительных пунктов 6-20 кВ;

---

*) Специализация персонала, выполняющего техническое обслуживание и ремонт ВЛ напряжением 220 кВ и выше, подстанций напряжением 220 кВ и выше, а также схем управления соответствующими производственными подразделениями, указаны для предприятий Межсистемных электрических сетей.

– техническое обслуживание и ремонт кабельных линий;

– техническое обслуживание и ремонт средств релейной защиты и электроавтоматики;

– техническое обслуживание и ремонт средств диспетчерского и технологического управления;

– техническое обслуживание, ремонт, метрологический контроль и обеспечение поверки или калибровки средств измерений;

– испытание изоляции и защита от перенапряжений;

– техническое обслуживание и ремонт средств механизации и транспорта.

5.1.4 Управление техническим обслуживанием и ремонтом целесообразно осуществлять следующим образом.

Производственные подразделения по техническому обслуживанию и ремонту ВЛ напряжением 220 кВ и выше или ВЛ 35-110(220) кВ входят в состав службы линий, подчиненной техническому руководителю (главному инженеру) ПЭС. В тех случаях, когда ВЛ 35-110 кВ, как и другие электроустановки закреплены за районами электрических сетей (территориальная схема управления), указанные производственные подразделения административно подчинены руководству района, а в техническом отношении - службе линий.

Производственные подразделения по техническому, оперативному обслуживанию и ремонту ВЛ 0,38 – 20 кВ, КЛ 0.38-20 кВ, ТП 6-35/0,38 кВ, секционирующих и распределительных пунктов (РП) 6-20 кВ входят в состав районов электрических сетей (РЭС), которые подчинены административно руководству ПЭС, а в техническом отношении – службе распределительных сетей.

Персонал, осуществляющий техническое обслуживание и ремонт оборудования и сооружений подстанций 35-110(220) кВ подчиняется: при функциональной структуре управления - службе подстанций, при территориальной структуре управления - руководству ПЭС, а в техническом отношении – службе подстанций, при смешанной структуре управления - службе подстанций (по группе подстанций, находящейся в ведении службы подстанций) и руководству районов электросети (по группе подстанций, находящихся в ведении районов); персонал подстанций напряжением 220 кВ и выше подчиняется службе подстанций, на

крупных подстанциях (800 условных единиц и более) или группах подстанций персонал подчиняется соответственно начальнику подстанции или начальнику группы подстанций. При наличии в ПЭС цеха централизованного ремонта (ЦЦР) бригады ремонта оборудования и сооружений подстанций входят в состав этого цеха.

Производственные подразделения по техническому обслуживанию средств релейной защиты и электроавтоматики входят в состав местной службы релейной защиты и автоматики (МСРЗА), подчиненной главному инженеру ПЭС. Взаимодействия МСРЗА с другими службами РЗА всех уровней оперативно-диспетчерского управления определяются «Типовым положением о взаимоотношениях служб РЗА».

5.1.5 При реформировании ремонтных видов деятельности в части электрических сетей осуществляется функциональное выделение и обособление персонала, выполняющего преимущественно работы по капитальному и среднему ремонту, от технического обслуживания, организационно-финансовое обособление ремонтных подразделений ПЭС, поэтапное создание или развитие действующих сервисных ремонтных организаций и внедрение конкурентных рыночных отношений в сфере ремонта электрических сетей.

5.1.6 Работы по техническому обслуживанию ВЛ и подстанций осуществляются в полном объеме, как правило, персоналом ПЭС.

Ремонт электрических сетей выполняется как собственным персоналом электросети – хозяйственным способом, так и подрядным способом.

Ремонт ВЛ 35-110 кВ выполняется персоналом ПЭС; подрядные организации, в том числе строительно-монтажные или специализированные ремонтные предприятия, привлекаются для выполнения больших объемов капитального ремонта, связанных с массовой заменой основных элементов ВЛ, или большим объемом аварийно-восстановительных работ;

Ремонт ВЛ 0,38-20 кВ, КЛ 0,38-20 кВ, ТП 6-35/0,38 кВ и РП 6-20 кВ и оборудования выполняется в основном персоналом ПЭС; подрядные организации привлекаются для выполнения больших объемов капитального или аварийно-восстановительного ремонта;

Ремонт оборудования подстанций 35-110 кВ выполняется специализированными бригадами ПЭС, специализированными ремонтными или монтажно-наладочными организациями; ремонт транспортабельного оборудования или его узлов осуществляется агрегатным методом в специализированных мастерских.

5.1.7 Подрядным способом на основе конкурсных торгов рекомендуется выполнять следующие работы, на которые сформирован рынок предложений:

- ремонт зданий и сооружений;
- содержание территории;
- ремонт и содержание внутриплощадочных и подземных автомобильных и железных дорог и их сооружений;
- покраска опор и оборудования;
- ремонт и обслуживание систем канализации, водопровода, тепловых сетей, артскважин, систем сброса трансформаторного масла;
- расчистка трасс и расширение просек воздушных линий электропередачи;
- проведение обследования объектов электрических сетей, отработавших установленный срок службы;
- ремонт КЛ;
- капитальный ремонт маслонаполненного оборудования, высоковольтных вводов;
- ремонт воздушных, элегазовых, вакуумных выключателей;
- ремонт аккумуляторных батарей и подзарядных устройств;
- ремонт компрессоров и пневмосистем;
- специальные работы, требующие применения специальных технологий (например, химрасчистка трасс ВЛ) или специальной техники, не входящей в номенклатуру комплектации ПЭС машинами и спецмеханизмами.

5.1.8 Одной из прогрессивных форм организации работ на объектах электрических сетей является комплексное их выполнение, при котором работы группируются в комплексы по номенклатуре, периодичности и времени выполнения; работы производятся бригадами централизованного обслуживания, оснащенными специальными машинами, средствами механизации, инвентарем; персонал и средства механизации концентрируются на ремонтируемом объекте, что позволя-

ет сократить длительность ремонтов и технического обслуживания, время отключения объекта, уменьшить непроизводительные переезды, более эффективно использовать трудовые и материальные ресурсы.

5.1.9 Выполнение работ по ремонту и техническому обслуживанию ВЛ, связанных с приближением к токоведущим частям, для обеспечения безопасности персонала производится с отключением и заземлением обслуживаемой ВЛ. Для сохранения или при ограничении возможности отключения ВЛ нормального режима работы сети при производстве ремонтов могут быть применены методы работ под напряжением.

В связи с рассредоточением объектов и различной периодичностью выполнения работ в ряде случаев целесообразно выполнение однотипных работ специализированными бригадами на одной или нескольких ВЛ (например, расчистка трассы, покраска опор, замена приставок и т.д.).

Выбор методов и объемов ремонта и технического обслуживания производит предприятие, осуществляющее эксплуатацию электрической сети (ПЭС) на основе технико-экономического сравнения, с учетом располагаемых ресурсов и местных условий.

5.1.10 Периодичность, сроки работ по ремонту и техническому обслуживанию объектов электрических сетей устанавливаются Правилами технической эксплуатации, нормативно-технической документацией, инструкциями изготовителей оборудования и решением главного инженера региональной сетевой компании МЭС, ПЭС в зависимости от технического состояния объекта, местных условий и опыта эксплуатации.

Организация и планирование ремонта объектов электрических сетей осуществляется на основе оценки их технического состояния, при этом контроль состояния выполняется с периодичностью и в объеме, установленными нормативно-технической документацией; объем и момент начала ремонта определяется техническим состоянием объектов электросетей.

5.1.11 Работы по ремонту и техническому обслуживанию объектов электрических сетей производятся по типовым или местным инструкциям, технологическим картам, картам организации труда, проектам производства работ.

Типовые технологические карты и типовые карты организации содержат: состав бригады и квалификацию исполнителей, нормы времени, особые условия проведения работы, необходимые защитные средства, техническое оснащение, в том числе комплектующие изделия и материалы, приспособления, инструмент, инвентарь, описание и последовательность операций, график выполнения работы.

В ПЭС типовые карты организации труда и технологические карты при необходимости конкретизируются применительно к местным условиям, конструкциям объектов и их элементов, используемым техническим средствам; такие карты утверждает главный инженер ПЭС.

Проект производства работ (ППР) определяет технологию, организацию работ, сроки их выполнения и порядок обеспечения ресурсами.

5.1.12 Организация и выполнение работ в электрических сетях производятся в соответствии с требованиями «Межотраслевых правил по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок» СО 153-34.20.150-2003.

5.1.13 Техническое обслуживание и ремонт производятся с применением, как правило, специальных машин, механизмов, такелажа, оснастки, приборов, приспособлений. Бригады, выполняющие работы на объектах электросетей, оснащаются средствами связи с диспетчерскими пунктами и ремонтно-производственными базами.

5.1.14 Организация технического обслуживания и ремонта линий электропередачи и подстанций осуществляется руководством ПЭС.

5.1.15 Перспективные (пятилетние) графики ремонта объектов электрических сетей разрабатываются производственными службами и отделами ПЭС и представляются в сетевую компанию, МЭС за 15 месяцев (к 1 октября) до планируемого периода. Сетевая компания, МЭС рассматривает представленные перспективные графики и формирует сводный перспективный график ремонта электрических сетей, который согласуется с ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» или его филиалом, в срок до 1 февраля (за 11месяцев) года, предшествующего планируемому периоду. Утверждение перспективного графика ремонта объектов электрических сетей

производится главным инженером сетевой компании, МЭС в срок до 1 марта (за 10 месяцев) года, предшествующего планируемому периоду.

Перспективный (пятилетний) график ремонта может ежегодно корректироваться с учетом выявленного технического состояния объектов и изменения условий эксплуатации.

Годовые планы-графики ремонта объектов электрических сетей с укрупненными объемами ремонтных работ разрабатываются производственными службами и отделами ПЭС и представляются в сетевую компанию, МЭС до 1 мая, за 8 месяцев до планируемого периода.

Сетевая компания, МЭС рассматривает представленные годовые планы-графики, формирует сводный годовой план-график и направляет на согласование в ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» или его филиал, в оперативном ведении которого находится оборудование, в срок до 15 июня года, предшествующего планируемому. Согласование годового плана-графика производится до 15 сентября.

Проведение конкурсных торгов и заключение договоров на выполнение ремонтов подрядными организациями завершается до 25 октября года, предшествующего планируемому.

Утверждение годового плана-графика производится сетевой компанией, МЭС в срок до 1 ноября.

Годовые планы-графики ремонтов оборудования электрических сетей включаются в качестве ежегодного приложения к договорам ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» с сетевыми компаниями на оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению. Приложение к договору должно быть подписано договаривающимися сторонами не позднее 25 декабря предшествующего года.

На базе годовых планов-графиков ремонта объектов электрических сетей службами ПЭС разрабатываются квартальные и месячные планы-графики ремонта. Планы-графики согласовываются со службами сетевой компании, МЭС и утверждаются руководством ПЭС.

5.1.16 Содержание договора на выполнение ремонта линий электропередачи, подстанций и оборудования электрических сетей, заключаемого с подрядчи-

ками, организация, функции и ответственность заказчика и подрядчика должны соответствовать типовому договору подряда на выполнение ремонтных работ или (применительно) основным положениям и требованиям договора на выполнение работ по ремонту в соответствии с СО 34.20.602-2002 (РД 153-34.1-20.602-2002).

5.1.17 Планы материально-технического снабжения должны соответствовать планам-графикам ремонта и технического обслуживания объектов электрических сетей.

5.1.18 Для ликвидации аварийных нарушений работы объектов электросетей в ПЭС, сетевых компаниях, МЭС создаются в соответствии с нормативами неснижаемые аварийные запасы конструкций, оборудования, материалов, изделий.

5.1.19 Стоимость ремонтов определяется по сметам, составляемым на основе прейскурантов, сборников укрупненных единичных расценок, каталогов цен на работы по ремонту объектов электрических сетей. По работам, не включенным в указанные документы, сметы составляются на базе отраслевых или местных норм времени, калькуляции затрат или с использованием единых норм и расценок на строительные, монтажные и ремонтные работы.

В стоимость ремонта включаются средства на проведение необходимых проектных проработок, выполнение работ по определению объемов ремонта, в том числе измерений, испытаний, проверок технического состояния объекта, подлежащего ремонту.

5.1.20 Приемка объектов электрических сетей из капитального, среднего ремонта и модернизации производится комиссией, состав которой устанавливается главным инженером ПЭС. В состав комиссии включаются лица, ответственные за эксплуатацию объектов, ответственные исполнители ремонта, представители производственных служб, руководители групп испытаний, лабораторий. В состав комиссии может быть включен представитель сетевой, управляющей компании, МЭС.

5.1.21 Комиссии представляется документация, характеризующая состояние объектов до ремонта, объем и качество выполненных ремонтных работ и качество отремонтированного объектов, в том числе:

- ведомости неисправностей и дефектов, подлежащих устранению при ремонте;
- ведомости работ, выполненных при ремонте;
- протоколы технических решений по выявленным, но не устраненным дефектам;
- протоколы испытаний, карты измерений, ведомости основных параметров технического состояния объекта (оборудования) до и после ремонта;
- перечень отраслевых предписаний, циркуляров, информационных сообщений заводов-изготовителей, требования которых выполнены в процессе ремонта, модернизации;
- сертификаты на использование в процессе ремонта материалы, запчасти;
- акты на скрытые ремонты;
- другие документы.

5.1.22 Комиссия по результатам анализа представленной документации, осмотра отремонтированного объекта, опробования оборудования, результатов месячной подконтрольной эксплуатации дает оценку отремонтированного объекта и качества ремонтных работ, составляет акт сдачи-приемки отремонтированного, модернизированного объекта электрических сетей по форме приложения 50, в котором приводится также гарантийный срок на отремонтированный объект – не менее 12 месяцев с момента включения объекта в сеть или окончания ремонта.

5.1.23 Оценка качества отремонтированного объекта, характеризующая его техническое состояние после ремонта, модернизации, в том случае, если приемочная комиссия принимает объект из ремонта в эксплуатацию, может быть установлена следующей:

- соответствует требованиям НТД;
- соответствует требованиям НТД с ограничениями.

Объекты, отремонтированные с оценкой «соответствуют требованиям НТД с ограничениями», допускаются в эксплуатацию с ограниченным сроком исполь-

зования, при этом должен быть разработан план мероприятий по устранению выявленных недостатков и установлены сроки их выполнения.

5.1.24 Если в период подконтрольной эксплуатации будет установлено, что на объекте возникли дефекты, которые могут привести к аварийным последствиям (нарушениям в работе) или недопустимым отклонениям параметров, объект должен быть выведен из эксплуатации, по объекту устанавливается оценка «не соответствует требованиям НТД». После выполнения повторного ремонта объекта для устранения дефектов производится повторная приемка объекта из ремонта.

5.1.25 Оценка качества выполненных ремонтных работ устанавливается с учетом основных и дополнительных требований.

К основным требованиям относятся:

- выполнение согласованной ведомости объема ремонтов, в том числе выявленных при ремонте объемов;
- выполнение ремонтным персоналом требований НТД по ремонту объекта;
- отсутствие оценки качества отремонтированного объекта «соответствует требованиям НТД с ограничениями» по вине исполнителей ремонта;
- отсутствие отказов объекта в течение срока подконтрольной эксплуатации по вине исполнителей ремонта.

К дополнительным требованиям относятся:

- наличие необходимого комплекта ремонтной документации;
- соответствие выполненных технологических операций требованиям технической документации;
- проведение входного контроля используемых при ремонте материалов и запасных частей.

Оценка «отлично» устанавливается при выполнении всех основных и дополнительных требований, оценка «хорошо» - при выполнении всех основных и не менее 50% дополнительных требований, оценка «удовлетворительно» – при выполнении всех основных и частичном выполнении дополнительных требований, оценка «неудовлетворительно» – при невыполнении одного и более основных требований.

5.2 Воздушные линии электропередачи напряжением 35-750 кВ

5.2.1 При техническом обслуживании выполняются осмотры, профилактические проверки, измерения, работы по предохранению элементов ВЛ от преждевременного износа путем устранения повреждений и неисправностей, выявленных при осмотрах, проверках и измерениях.

Перечень основных работ, выполняемых при техническом обслуживании ВЛ и сроки их проведения в соответствии с ПТЭ и СО 34.20.504-94 (РД 34.20.504-94) приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 Перечень основных работ по техническому обслуживанию ВЛ 35-750 кВ

Наименование работы	Сроки проведения
Осмотры	
1. Периодический осмотр в дневное время без подъема на опоры	По графикам, утвержденным главным инженером электросети. Не реже 1 раза в год
2. Верховой осмотр с выборочной проверкой состояния проводов, тросов в зажимах и дистанционных распорок	На ВЛ или их участках со сроком службы 20 лет и более или проходящих в зонах интенсивного загрязнения, а также по открытой местности – не реже 1 раза в 6 лет; на остальных ВЛ (их участках) – не реже 1 раза в 12 лет.
3. Выборочный осмотр отдельных ВЛ (их участков) инженерно-техническим персоналом	Не реже 1 раза в год
4. Осмотр ВЛ (их участков), подлежащих капремонту инженерно-техническим персоналом	Перед ремонтом.
5. Внеочередной осмотр	После отключений при нарушениях работы, после стихийных явлений, при возникновении условий, которые могут привести к повреждению ВЛ, после автоматического отключения ВЛ релейной защитой (по решению руководства ПЭС)

Наименование работы	Сроки проведения
6. Ночной осмотр	По мере необходимости
Основные профилактические измерения, проверки	
7. Проверка расстояния от проводов до поверхности земли и различных объектов, до пересекаемых сооружений	По графику, утвержденному главным инженером ПЭС не реже 1 раза в 3 года, а также по мере необходимости после осмотра ВЛ или капитального ремонта и реконструкции.
8. Измерение стрел провеса проводов и грозозащитных тросов, расстояний между проводами и проводов до элементов опор: на ВЛ 35-220 кВ в 3-5% на ВЛ 330-750 кВ – в 1% пролетов	Не реже 1 раза в 6 лет.
9. Проверка состояния опор, проводов, тросов, изоляции (визуально)	При периодических осмотрах
10. Проверка и подтяжка бандажей, болтовых соединений, гаек анкерных болтов опор	Не реже 1 раза в 6 лет
11. Выборочная проверка состояния фундаментов опор и U-образных болтов опор на оттяжках с выборочным вскрытием грунта; проверка тяжений в оттяжках	Не реже 1 раза в 6 лет
12. Проверка антикоррозионного покрытия металлических опор, траверс, подножников и анкеров оттяжек с выборочным вскрытием грунта	Не реже 1 раза в 6 лет
13. Проверка загнивания деталей деревянных опор	Первый раз через 3-6 лет после ввода в эксплуатацию, далее не реже 1 раза в 3 года, а также перед подъемом на опору или сменой деталей
14. Проверка состояния контактных болтовых соединений проводов электрическими измерениями	Не реже 1 раза в 6 лет
15. Проверка (визуально) целостности изоляторов всех типов	При осмотре ВЛ
16. Проверка электрической прочности фарфоровых изоляторов	Первый раз на 1-2 год, второй раз на 6-10 год после ввода ВЛ в эксплуатацию, далее- в зависимости от уровня отбраковки и условий работы изоляторов

Наименование работы	Сроки проведения
17. Измерение сопротивления заземляющих устройств опор	После капитального ремонта или реконструкции заземляющего устройства
18. Измерение сопротивления заземляющих устройств опор ВЛ 110 кВ и выше с грозозащитными тросами	После обнаружения следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой
. Выборочное на 2% опор от общего числа опор с заземлителями измерение сопротивления заземляющих устройств опор в населенной местности, на участках ВЛ с агрессивными, оползневыми, плохо проводящими грунтами	Не реже 1 раза в 12 лет
19.Проверка состояния трубчатых разрядников, ОПН, защитных искровых промежутков, проверка наличия заземляющих проводников, их соединения с заземлителем	При осмотре ВЛ
Основные работы, выполняемые при необходимости	
20. Восстановление нумерации знаков и плакатов	
21.Технический надзор за проведением работ при сооружении новых ВЛ	
22. Наблюдение за образованием гололеда	
Охрана ВЛ	
23. Работы, связанные с соблюдением правил охраны электрических сетей	По планам, утвержденным главным инженером электросети
Работы на трассе ВЛ	
24. Предохранение опор от низовых пожаров, меры по предотвращению пожаров	По планам, утвержденным главным инженером электросети
25. Планировка грунта у опор, подсыпка и подтрамбовка грунта у основания опор	По результатам обходов и осмотров
26. Замена отдельных дефектных элементов ВЛ в межремонтный период, выправка единичных опор	По результатам обходов и осмотров
27. Расчистка трасс линий электропередачи	По результатам обходов и осмотров

5.2.2 Неисправности ВЛ, выявленные в результате осмотров, вносятся в листки осмотра. Результаты измерений заносятся в ведомости (журналы): загнивания деталей деревянных опор, измерения болтовых соединений провода, проверки линейной изоляции, проверки и измерения сопротивления заземления опор, измерения габаритов и стрел провеса провода (троса), измерения тяжения в оттяжках опор.

5.2.3 Неисправности, выявленных при осмотрах, вносятся в ведомости (журнал) неисправностей ВЛ, где мастером указывается срок и способ ликвидации неисправности отмечается дата ее устранения.

Рекомендуемые формы ведомостей (журналов), листков осмотра приведены в СО 34.20.504-94 (РД 34.20.504-94).

Плановый ремонт

5.2.4 Объем работ по ремонту ВЛ определяется на основе ведомостей (журналов) неисправностей, результатов оценки технического состояния ВЛ, нормативных требований, допусков и норм отбраковки.

5.2.5 Капитальный ремонт ВЛ на железобетонных и металлических опорах выполняется не реже 1 раза в 12 лет, ВЛ на опорах с деревянными деталями – не реже 1 раза в 6 лет (ПТЭ). По результатам обследований и оценки техсостояния срок может быть увеличен решением сетевой компании, МЭС.

5.2.6 При капитальном ремонте выполняются следующие виды работ в соответствии с СО 34.20.409-99 (РД 153.34.3-20.409-99) и СО 34.20.504-94 (РД 34.20.504-94):

- *на трассе ВЛ:* устройство проездов по трассе, установка отбойных тумб у опор, расположенных у обочин дорог, ремонт ледозащитных сооружений;
- расчистка трасс от древесно-кустарниковой растительности; поддержание ширины просеки в размерах, установленных проектом и требованиями ПУЭ СО 153-34.20.120-2003, вырубка вне просеки деревьев, угрожающих падением на провода;
- *на железобетонных опорах:* заделка трещин, выбоин, установка ремонтных бандажей, защита бетона от действия агрессивной среды, замена отдельных опор, перестановка и установка дополнительных опор; ремонт и замена от-

тяжек и узлов крепления, ремонт подземной части опор (фундаментов), замена фундаментов, анкерных плит; усиление заделки опор в грунте, выправка опор, устранение перекосов траверс, окраска металлических узлов и деталей опор, усиление или замена металлических узлов и деталей;

- *на металлических опорах:* окраска металлоконструкций, замена элементов опор, потерявших несущую способность, их усиление, выправка, замена отдельных опор, перестановка и установка дополнительных опор; обварка болтовых соединений, восстановление недостающих раскосов, ремонт фундаментов и ремонт и замена оттяжек и узлов их крепления; ремонт фундаментов с подножников;
- *на деревянных опорах:* замена опор (сплошная замена на участках при общей длине участка менее 15% протяженности линий, замена деталей, установка приставок, защита деталей опор от загнивания, выправка опор, замена и окраска бандажных и болтовых соединений;
- *на проводах и грозозащитных тросах:* установка и замена соединителей, ремонтных муфт, зажимов и бандажей; сварных соединений, подмотка лент в зажимах, вырезка и замена неисправных участков провода (троса), перетяжка (регулировка) проводов (тросов), замена провода (троса) на участках ВЛ не более 30% общей протяженности линий проводами большего сечения или большей механической прочности;
- *на заземляющих устройствах:* ремонт контура заземления, изменение конструкции для уменьшения сопротивления заземления, ремонт или замена заземляющих спусков;
- *установка и замена изоляторов, арматуры, разрядников:* замена дефектных изоляторов и элементов арматуры, увеличение количества изоляторов, чистка и обмыв изоляторов, установка и замена гасителей вибрации, установка гасителей пляски проводов, распорок, установка и замена разрядников;
- *специальные работы:* переустройство переходов, пересечений и подходов к подстанциям, ремонт светоограждения опор; установка защиты от птиц;

5.2.7 В соответствии с техническим состоянием ВЛ, принятой периодичностью составляются перспективные планы-графики капитального ремонта ВЛ (приложение 41). В период капитального ремонта планируется устранение всех выявленных неисправностей и дефектов ВЛ.

В состав работ капитального ремонта включаются также работы, связанные с повышением надежности и продлением срока службы ВЛ: замена фарфоровых изоляторов на стеклянные и полимерные, усиление изоляции, увеличение количества изоляторов в подвесках, замена отдельных видов арматуры, установка железобетонных приставок к деревянным опорам, замена опор провода, троса на отдельных участках ВЛ, замена отдельных деревянных опор на железобетонные, подвеска троса на отдельных участках ВЛ, вынос отдельных опор, а также работы по техническому обслуживанию, совмещаемые по времени с ремонтом.

Планирование работ

5.2.8 Проекты годового плана-графика капитального ремонта (приложение 42), составленные, исходя из перспективного графика, журналов неисправностей, ведомостей измерений и проверок по каждой ВЛ являются основой составления:

- сводного годового плана работ капитального ремонта в физических объемах основных работ, стоимостном выражении и трудозатратах для ВЛ каждого класса напряжения с распределением по месяцам (кварталам) и выделением объемов и стоимости работ, выполняемых подрядным способом;
- сводного годового плана технического обслуживания ВЛ в физических объемах и трудозатратах – по месяцам (кварталам) года.

Одновременно с разработкой службами (отделами) ПЭС проекта годового плана подготавливается и согласовывается с Подрядчиком объем, сроки и условия выполнения отдельных работ капитального ремонта. После приведения проекта плана-графика в соответствие с располагаемыми ресурсами, его согласования с соответствующими службами и отделами региональной сетевой компании, МЭС и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» или его филиалом план утверждается руководством сетевой компании, МЭС. Оформляются договора с Подрядчиками на выполнение работ.

5.2.9 Одновременно с годовыми планами работ составляется и согласовывается годовой план-график отключения; на основании годового плана графика отключения ВЛ составляются месячные графики отключения. Годовой и месячные графики утверждаются ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в соответствии с установленным регламентом.

5.2.10 На основании годового плана-графика работ, журналов неисправностей ВЛ, ведомостей измерений, проверок составляются месячные отчеты работ (приложение 43); на основании месячных отчетов по каждой линии составляется годовой отчет (приложение 44).

Подготовка и проведение работ

5.2.11 Для подготовки и проведения основных работ по техническому обслуживанию и капитальному ремонту ВЛ 35-1150 кВ используются типовые технологические карты и проекты производства работ.

Подготовка работ и их выполнение, допуск персонала подрядной организации производится в соответствии с действующими «Межотраслевыми правилами по охране труда (Правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок» СО 153-34.20.150-2003.

5.2.12 Определение необходимого количества бригад, их состава, транспортных средств и механизмов, распределение работ между бригадами возлагается на руководителя работ по ремонту ВЛ.

5.2.13 Капитальный ремонт ВЛ или ее участков должен выполняться в возможно короткие сроки, в полном объеме и без недоделок.

При необходимости отключения ВЛ все подготовительные работы должны быть выполнены до отключения линии.

Подготовка и проведение ремонта ВЛ под напряжением производятся в соответствии с инструкциями по работам под напряжением на воздушных линиях электропередачи и действующими нормами времени на выполнение этих работ.

5.2.14 По окончании капитального ремонта ВЛ должна быть произведена приемка объема и качества выполненных работ и составлен акт выполненных ра-

бот (приложение 50). Акт составляется после завершения работ на каждом объекте.

5.2.15 Временем окончания капитального ремонта воздушной линии 35 кВ и выше является момент сообщения дежурному диспетчеру руководителем (производителем) работ об их завершении.

5.2.16 Выполненные работы по ремонту и техническому обслуживанию регистрируются в журнале учета работ на ВЛ с указанием мест работы (наименований ВЛ, номеров опор или пролетов), наименования и количества выполненных работ, времени начала и окончания работы производителя работ и состава бригады

Основные работы, выполненные на ВЛ (замена опор, провода, троса, новые пересечения, переустройства), изменения конструкций и др. вносятся в паспорт ВЛ.

5.2.17 Ежемесячно в сроки, установленные руководством ПЭС, мастера бригад централизованного обслуживания ВЛ и инженерно-технический персонал службы линий производят сдачу-приемку объемов работ выполнявшихся на ВЛ, не проходивших капитальный ремонт; сдача-приемка работ капитального ремонта производится после завершения капитального ремонта.

5.3 Воздушные линии электропередачи, трансформаторные подстанции, секционирующие и распределительные пункты электрических сетей 0,38-20 кВ

Техническое обслуживание

5.3.1 При техническом обслуживании выполняются обходы, осмотры, проверки электроустановок, необходимые измерения и отдельные виды работ по устранению повреждений и неисправностей; дефекты, вызывающие угрозу безопасности населения и персонала ПЭС, возникновения пожара, нарушения электроснабжения потребителей, устраняются незамедлительно.

Перечень основных работ по техническому обслуживанию электрических сетей 0,38-20 кВ и сроки их проведения СО 34.20.662-98 (РД 153-34.3-20.662-98) приведены в таблицах 5.2 и 5.3.

Таблица 5.2 Перечень основных работ по техническому обслуживанию ВЛ 0,38-20 кВ

Наименование работы	Сроки проведения
Осмотр ВЛ	
1.Периодический осмотр всей ВЛ электромонтерами	Не реже 1 раза в год, по годовому план-графику технического обслуживания
2. Выборочный осмотр отдельных ВЛ (участков) инженерно-техническим персоналом	Не реже 1 раза в год
3. Осмотр ВЛ, включенных в план капитального ремонта, инженерно-техническим персоналом, совмещается с проверкой загнивания деревянных деталей опор, закрепления крюков, состояния изоляторов, проводов, определением состояния железобетонных опор и приставок	В течение года, предшествующего капитальному ремонту
4.Верховой осмотр	По мере необходимости
5. Внеочередной осмотр после стихийных явлений или воздействия сверхрасчетных нагрузок	После стихийных явлений или воздействия сверхрасчетных нагрузок
6. Осмотр, связанный с непредвиденным отключением ВЛ	По мере необходимости

Наименование работы	Сроки проведения
7. Осмотр после успешного повторного включения	По мере необходимости
8. Осмотр инженерно-техническим персоналом с составлением акта	После капитального ремонта
Профилактические проверки и измерения	
9. Проверка степени загнивания деталей деревянных опор	В соответствии с нормами, каждый раз перед подъемом на опору
10. Проверка состояния железобетонных опор, их элементов, железобетонных приставок	Не реже 1 раза в 6 лет, каждый раз перед подъемом на опору
11. Измерение ширины просеки, высоты деревьев и кустарников под проводами	Не реже 1 раза в 3 года. По мере необходимости по решению главного инженера ПЭС
12. Измерение сопротивления заземляющих устройств - на опорах с разрядниками, защитными промежутками и электрооборудованием, заземлителями грозозащиты и с повторными заземлением нулевого провода - выборочно на 2% железобетонных опор от общего числа опор в населенной местности на участках ВЛ с наиболее агрессивными или плохо проводящими грунтами - у опор всех типов	 Не реже 1 раза в 6 лет Не реже 1 раза в 12 лет После переустройства, ремонта заземляющих устройств
13. Выборочная проверка с вскрытием грунта - 2% опор с заземлителями - у опор с заземлителями, подвергающихся интенсивной коррозии	 Не реже 1 раза в 12 лет По решению главного инженера ПЭС
14. Проверка расстояний от проводов до поверхности земли и различных объектов в местах сближения и пересечения; расстояний между проводами ВЛ с совместной подвеской	По мере необходимости; перед капитальным ремонтом
15. Проверка сопротивления петли "фаза-нуль"	При подключении новых потребителей и выполнении работ, вызывающих изменения этого сопротивления
16. Проверка разрядников, ОПН, защитных промежутков	Перед грозовым сезоном
Основные отдельные работы, выполняемые по мере необходимости	
17. Вырубка отдельных деревьев, угрожающих падением на провода ВЛ, обрезка кроны на отдельных деревьях	По результатам осмотров

Наименование работы	Сроки проведения
18. Замена отдельных поврежденных элементов ВЛ	По результатам осмотров
19. Замена трубчатых разрядников	По результатам осмотров
20. Восстановление постоянных знаков, плакатов	По результатам осмотров
21. Выполнение мероприятий, связанных с охраной ВЛ. Допуск к работам сторонних организаций и надзор за работами, проводимыми вблизи ЛЭП	По графикам работ
22. Технический осмотр при строительстве и реконструкции ВЛ, выполняемый подрядными организациями.	По графикам работ
23. Работы, связанные с приемкой объектов на баланс и в эксплуатацию	По графикам работ
24. Наблюдение за образованием гололедно-изморозевых отложений	При возникновении условий для образования гололедно-изморозевых отложений
Работы на ВЛ с изолированными (ВЛИ) и защищенными изоляцией (ВЛЗ) проводами*	
25. Проверка состояния концевых, анкерных, поддерживающих, соединительных и ответвительных зажимов, устройств их крепления к опорам или сооружениям	При осмотрах линии, включенной в план капитального ремонта на следующий год. По мере необходимости
26. Проверка состояния защитной оболочки проводов в местах возможного соприкосновения с деревьями, отдельными сучьями	То же
27. Проверка отсутствия повреждений арматуры для соединения проводов с оборудованием и подземным кабелем	То же
28. Проверка защитных промежутков, устройств защиты от дуги	То же
29. Замена элементов устройств, защиты проводов от атмосферных перенапряжений	При необходимости
30. Наложение изолирующей ленты на поврежденные места защитного покрытия провода	При необходимости

* проводятся наряду с работами 1, 3, 5, 6, 8-10, 12, 15, 17, 18, 20, 21, 23, перечисленными в настоящей таблице

Техническое обслуживание трансформаторных, секционирующих пунктов и распределительных пунктов распредсетей

Таблица 5.3 Перечень основных работ по техническому обслуживанию ТП, СП и РП

Наименование работы	Периодичность проведения
1. Осмотры электромонтерами - всех объектов - выборочно	 Не реже 1 раза в год 1 раз в 6 месяцев
2. Осмотры отдельных объектов инженерно-техническим персоналом	Не реже 1 раза в год
3. Осмотр объектов, включенных в план капитального ремонта, инженерно-техническим персоналом	В течение года, предшествующего капитальному ремонту
4.Измерение нагрузок и напряжений на трансформаторах и отходящих линиях	В период минимальных и максимальных нагрузок; сроки и периодичность устанавливаются главным инженером ПЭС
5. Проверка состояния, проведение измерений оборудования	В соответствии с СО 34.45-51.300-97 (РД 34.45-51.300-97) «Объем и нормы испытаний электрооборудования»
Наименование работы	Периодичность проведения
6. Измерение сопротивления заземляющего устройства	После монтажа, переустройства и капитального ремонта, но не реже 1 раза в 12 лет.
7. Замена или ремонт дефектных элементов	При необходимости
8. Доливка масла в маслонаполненные аппараты	То же
9. Обновление надписей, диспетчерских наименований и знаков безопасности	То же

5.3.2 Результаты осмотров, проверок, измерений заносятся в листки осмотра (проверки) и ведомости измерений.

5.3.3 Неисправности, требующие устранения, заносятся в журналы дефектов ВЛ 6-20 кВ, дефектов ВЛ 0,38 кВ и дефектов ТП, СП, РП, в которых мастер указывает сроки и способы ликвидации неисправности, а после устранении отмечается дата устранения.

5.3.4 По материалам листков осмотров (проверок) и журналов дефектов определяется номенклатура и объем работ по капитальному ремонту объектов.

Плановый ремонт

5.3.5 Капитальный ремонт ВЛ 0,38-20 кВ на железобетонных опорах проводится не реже 1 раза в 12 лет, на деревянных опорах – не реже 1 раза в 6 лет, ТП, РП, СП – с периодичностью 6-10 лет СО 34.20.662-98 (РД 153-34.3-20.662-98), СО 34.20.409-99 (РД 153-34.3-20.409-99). Конкретные сроки проведения ремонтов устанавливаются в зависимости от технического состояния объектов и располагаемых ресурсов. Приоритетность объектов при планировании ремонтов устанавливается с учетом требований к надежности электроснабжения предусмотренных договорами с потребителями, электроприемников (категорийности), степени резервирования сети, перспективных планов развития и реконструкции.

5.3.6 Плановый ремонт ВЛ, проходящих по сельскохозяйственным угодьям, территориям предприятий, организаций, в охранных зонах инженерных сооружений проводится по согласованию с соответствующими организациями, с землепользователями и, как правило, в период, исключающий потравы сельскохозяйственных культур.

Работы по предотвращению аварий или ликвидации их последствий могут производиться в любой период без согласования, но с уведомлением владельца о проводимых работах.

5.3.7 При капитальном ремонте выполняются работы по восстановлению первоначальных эксплуатационных показателей и характеристик объекта, его модернизации, ликвидации отступлений от требований действующих нормативных документов и по выполнению предписаний контролирующих органов.

При ремонте ВЛ выполняются следующие виды работ:

- расчистка трасс ВЛ от кустарников, сваленных деревьев и сучьев, поддержание ширины просеки в размере, установленном проектом;
- вырубка вне просеки деревьев, угрожающих падением на провода ВЛ;
- установка отбойных тумб;
- перетяжка проводов;

- сплошная замена опор на участке длиной не более 15% протяженности ВЛ;

- выправка опор на протяженных участках ВЛ, подсыпка и трамбовка грунта у основания опор;

- замена стоек, траверс, подкосов и приставок;

- установка приставок и подкосов;

- перенос и установка дополнительных опор при общем количестве вновь устанавливаемых опор не более 30% количества установленных на ВЛ;

- переустройство закреплений опор в грунте;

- замена участков и ремонт (установка и замена соединителей, ремонтных муфт, бандажей) проводов;

-замена вводов ВЛ к жилым домам и производственным зданиям;

- замена проводов на провода большего сечения или большей механической прочности на участках длиной не более 30% протяженности ВЛ;

- устройство двойных креплений;

- замена изоляторов на опорах, разъединителях;

- установка дополнительных изоляторов;

- замена крюков и штырей;

- регулировка, ремонт или замена разъединителей;

- замена заземляющего спуска, устройство заземления;

- проверка, замена и установка недостающих устройств грозозащиты;

- восстановление постоянных знаков по всей длине ВЛ;

- замена бандажей, болтовых соединений деталей опор;

- ремонт железобетонных опор;

- переустройство переходов, пересечений, подходов к подстанциям;

- замена, ремонт дефектных участков кабельных вставок;

- комплекс работ по определению технического состояния ВЛ, подлежащей ремонту и работ по техническому обслуживанию, совмещаемых по времени с ремонтом.

5.3.8. По результатам осмотров сетевых трансформаторных подстанций и распределительных пунктов составляется перечень выполняемых при ремонте ра-

бот, утверждаемый главным инженером ПЭС, или начальником РЭС, в который могут быть включены:

- ремонт и закрепление конструкций строительной части мачтовых трансформаторных подстанций (МТП);
- ремонт строительной части закрытой трансформаторной подстанции (ЗТП); распределительных пунктов (РП);
- замена корпусов комплектной трансформаторной подстанции (КТП);
- очистка, ремонт и покраска металлоконструкций, корпусов оборудования, шкафов, панелей, щитов РУ КТП;
- замена шкафов, панелей, щитов;
- ремонт, замена заземляющих устройств;
- ремонт или замена электрооборудования, вводов (в ЗТП), сборных шин, блокировочных устройств;
- ремонт кабельных муфт;
- замена изоляторов;
- демонтаж и замена перегруженных (поврежденных) трансформаторов, выключателей и других аппаратов;
- ремонт силовых и измерительных трансформаторов с заменой обмоток, восстановлением изоляционных характеристик;
- замена или ремонт средств связи, релейной защиты, автоматики;
- ремонт освещения;
- комплекс работ по техническому обслуживанию, выполняемый одновременно с ремонтом объекта.

Планирование ремонта и технического обслуживания

5.3.9 Для планирования и организации работ по ремонту и техническому обслуживанию объекты электросети 0,38-20 кВ следует группировать, исходя из условий эксплуатации, характеристики потребителей, конструктивных особенностей объектов, сроков эксплуатации, применяемой организации работ, состояния подъездов к месту работ, а также с учетом возможности выполнения работ на объекте в течение короткого времени, указанные ниже группы рассматриваются как единые объекты ремонта и технического обслуживания.

В качестве таких объектов могут быть приняты:

- воздушная линия электропередачи 6-20 кВ (ее участки);

- линии 0,38 кВ одного населенного пункта;

- несколько трансформаторных подстанций 6-20/0,38 кВ одного населенного пункта;

- распределительный пункт 6-20 кВ;

- участок ВЛ 10 кВ с подключениями к нему ТП-10/0,4 кВ;

- ТП-10/0,4 кВ с отходящими от нее ВЛ 0,4 кВ и т.д.

Состав единого объекта ремонта и технического обслуживания и порядок его утверждения определяет ПЭС.

5.3.10 Основным видом планового ремонта распределительных сетей 0,38-20 кВ является капитальный ремонт.

5.3.11 Комплексное выполнение ремонта, как правило, проводится бригадами централизованного ремонта распредсетей, персоналом цехов (участков) централизованного ремонта электрических аппаратов и оборудования, организующих свою работу в соответствии с типовым положением по индустриализации ремонта оборудования распределительных электросетей 0,38-20 кВ, персоналом подрядной организации.

5.3.12 Перспективные графики капитальных ремонтов объектов распределительных сетей (приложение 45) составляются в каждом РЭС с учетом технического состояния объектов и регламентированной периодичностью ремонтов.

5.3.13 Проект годового плана-графика капитальных ремонтов распределительных сетей РЭС (приложение 46) и годового графика технического обслуживания распределительных сетей (приложение 47) составляются на основании результатов осмотров, измерений, с учетом многолетнего графика капитальных ремонтов. По проекту плана, сборникам укрупненных расценок на ремонты (УЕР), прейскурантам, каталогам составляются сметы, спецификации на материалы и оборудование для проведения комплексного ремонта.

5.3.14 Планируемые объемы работ должны соответствовать располагаемым трудовым и материальным ресурсом. При этом предусматривается резерв ресурсов на выполнение аварийно-восстановительных и других непредвиденных

работ, а также должен быть согласован объем ремонта, выполняемый Подрядчиками. После необходимого уточнения объемов работ и согласования с соответствующими службами и отделами ПЭС, участвующими в обеспечении и выполнении технического обслуживания и ремонта, годовой план-график РЭС с разбивкой по месяцам утверждается руководством сетевой компании, МЭС. Оформляются договора с Подрядчиками на выполнение работ.

5.3.15 При выполнении ремонтов персоналом ПЭС до начала месяца мастер РЭС (участка) на основании годового плана-графика, журнала дефектов, расчета рабочего времени бригад и утвержденных смет выдает бригадам нормированное задание, утвержденное начальником РЭС.

5.3.16 До начала производства работ мастером подаются заявки на отключение объектов электросети, на которых предусматривается выполнение работ, требующих отключения. О предстоящем отключении потребителей для производства работ районы или участки электрических сетей должны своевременно уведомлять промышленных, коммунальных и сельскохозяйственных потребителей о причине отключения и его продолжительности. Отключения потребителей для ремонта следует вносить в договора на поставку электроэнергии.

Подготовка и проведение работ

5.3.17 Для подготовки и проведении работ по техническому обслуживанию и ремонту распредсетей используются проекты производства работ, типовые карты организации труда или технологические карты на основные виды работ.

Подготовка и проведение работ выполняются в соответствии с требованиями СО 153-34.20.150-2003.

5.3.18 Учет выполняемых работ производится мастером в журнале учета работ ежедневно. Основные работы по замене, переносу, установке дополнительных опор, провода, новым пересечениям отражаются в паспортах объектов.

5.3.19 Мастера участков ежемесячно, в установленные РЭС сроки сдают нормированные задания на месяц с указанием фактически выполненных работ.

Сдача и приемка работ

5.3.20 Временем окончания ремонта объекта распределительной сети является момент включения его в сеть, если при включении под напряжение не произошло отказа.

5.3.21 После окончания капитального ремонта мастер представляет в РЭС акт сдачи-приемки отремонтированных и модернизированных объектов (приложение 50). Приемка осуществляется в течение месяца приемочной комиссией, утвержденной главным инженером электросети. В состав комиссии включаются: главный инженер (зам. начальника) РЭС, старший мастер, мастер РЭС, представители технических служб ПЭС.

5.3.22 Приемочная комиссия проверяет (с выездом на место) соответствие плану и заданиям произведенных работ в натуре, качество работ, правильность списания и оприходования материальных ценностей, состояние технической документации на объекте.

5.4 Подстанции 35 кВ и выше

Техническое обслуживание

5.4.1 При техническом обслуживании оборудования ПС выполняются виды работ, приведенные в таблице 5.4.

Таблица 5.4 Перечень основных работ по техническому обслуживанию подстанций

Наименование работы	Сроки проведения
1.Осмотр оборудования и сооружений оперативным персоналом	На объектах с постоянным дежурством персонала: не реже 1 раза в сут.; в темное время суток для выявления разрядов, коронирования – не реже 1 раза в месяц. На объектах без постоянного дежурства персонала – не реже 1 раза в месяц, а в трансформаторных и распределительных пунктах – не реже 1 раза в 6 мес.

Наименование работы	Сроки проведения
2.Внеочередной осмотр	После непредвиденного отключения оборудования; при неблагоприятной погоде (сильный туман, мокрый снег, гололед и т.п.) или усиленном загрязнении на ОРУ, а также после отключения оборудования при коротком замыкании
3. Выборочный осмотр руководящим персоналом электросети, начальником ПС (групп ПС), инженерно-техническим персоналом групп ПС и службы ПС	По графику, утвержденному главным инженером ПЭС.
4. Испытания, контроль параметров и изоляционных характеристик оборудования	В соответствии с СО 34.45-51.300-97 (РД 34.45-51.300-97) «Объем и нормы испытаний электрооборудования»
5. Опробование работы коммутационных аппаратов и приводов в межремонтный период	В соответствии с графиком, установленным руководством электросети; после выполнения ремонтов.
6. Профилактические работы, включая отбор проб масла, доливка масла, замена селикагеля, чистка и обмыв водой загрязненной изоляции оборудования, ошиновка распредустройств, смазка трущихся и вращающихся узлов и элементов, промывка и проверка маслоотводов и маслосборных устройств, работы уровнемеров	2 раза в год. Сроки могут увеличены главным инженером ПЭС в зависимости от условий эксплуатации и состояния оборудования
7. Проверка состояния цепей и контактных соединений между заземляемыми элементами, а также соединений естественных заземлителей с заземляющим устройством, измерение сопротивления заземляющего устройства.	По графику, утвержденному главным инженером ПЭС, но не реже 1 раза в 12 лет; после каждого ремонта и реконструкции заземляющего устройства.

Периодичность проведения работ определяется заводскими инструкциями, состоянием оборудования и местными инструкциями.

5.4.2 Замеченные при осмотрах неисправности заносятся в журнал дефектов и неполадок оборудования или карты дефектов.

Мелкие неисправности в соответствии с местными инструкциями устраняются оперативным персоналом с соответствующей отметкой в журнале дефектов.

5.4.3 Результаты испытаний, измерений, контроля, опробования, выявленные неисправности заносятся в протоколы или журналы испытаний.

5.4.4 Сведения о неисправности в работе оборудования или превышении свыше допустимых значений данных испытаний, контроля или опробования оборудования передаются (в соответствии с местными инструкциями) лицам, принимающим решение о сроке и способе их устранения.

5.4.5 Выполнение профилактических работ оформляется актами или протоколами.

5.4.6 Техническое обслуживание оборудования производится, как правило, персоналом ПЭС, в том числе выполнение отдельных видов работ (техническое обслуживание аккумуляторных батарей, обмыв или чистка изоляции распределительных устройств, сушка и регенерация трансформаторного масла, восстановление селикагеля и др.).

Плановый ремонт

5.4.7 Периодичность ремонта оборудования ПС регламентируется ПТЭ и приведена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 Номенклатура работ по ремонту оборудования подстанций

Наименование оборудования	Вид, периодичность ремонта	Примечания
Синхронный компенсатор	Капитальный ремонт 1 раз в 4-5 лет. Первый ремонт с выемкой ротора – не позднее, чем через 8000 часов работы после ввода в эксплуатацию	Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте СК указаны в приложении 4. Нормы продолжительности ремонта – приложение 6, таблица 8.

Наименование оборудования	Вид, периодичность ремонта	Примечания
Силовой трансформатор, реактор	Капитальные и текущие ремонты трансформаторов, реакторов и их составных частей (РПН, система охлаждения и др.) выполняются по мере необходимости в зависимости от технического состояния, определяемого испытаниями и внешним осмотром. Сроки ремонта устанавливаются техническим руководителем энергообъекта	Номенклатура и объем работ при капитальном ремонте силовых трансформаторов указаны в приложении 4. Нормы продолжительности – приложение 6, таблица 7.
Коммутационные аппараты	В соответствии с технической документацией изготовителя (инструкциями по эксплуатации) и в зависимости от технического состояния	
Трансформаторы тока и напряжения	То же	
Конденсаторная установка	Средний ремонт выполняется по мере необходимости в зависимости от технического состояния	
Аккумуляторная батарея	Ремонт выполняется по мере необходимости в зависимости от технического состояния	

5.4.8 Первый ремонт установленного в распределительных устройствах ПС оборудования производится в сроки, указанные в технической документации заводов-изготовителей. В случае применения на подстанциях диагностических средств сроки капитального, среднего ремонтов оборудования этих ПС устанавливаются по результатам диагностики и в соответствии с техническим состоянием оборудования.

5.4.9 Текущий ремонт трансформаторов включает наружный осмотр и устранение дефектов, поддающихся ликвидации на месте, чистку изоляторов и бака, доливку масла, смену сорбента в фильтрах, проверку (замену) подшипников дви-

гателей системы охлаждения к вентиляции, отбор проб масла, проведение измерений, испытаний, опробования стационарных систем пожаротушения и др.

5.4.10 Текущий ремонт коммутационных аппаратов включает внешний осмотр оборудования, его чистку, проверку креплений и подтяжку контактов ошиновки, ремонт изоляции, зачистку и шлифовку подгоревших мест контактов, смазку контактов, измерение сопротивления контактов постоянному току, смазку трущихся частей, взятие проб масла и доливку его, опробование включения и отключения. Текущий ремонт, предшествующий среднему, должен максимально использоваться для выявления и уточнения по всем узлам коммутационного аппарата объема работ, подлежащего выполнению при среднем ремонте.

5.4.11 Средний ремонт коммутационной аппаратуры (масляные, воздушные, вакуумные, элегазовые выключатели, разъединители, отделители и короткозамыкатели) проводится по установленной технологии и включает разборку аппарата и его элементов, выявление дефектов, ремонт и замену отдельных элементов, сборку, смазку трущихся поверхностей, окраску отдельных

Планирование ремонта

5.4.12 Для проведения по ремонту и техническому обслуживанию оборудования и сооружений ПС составляются:

- перспективный (пятилетний) график капитальных, средних ремонтов оборудования подстанций;

- годовой план-график ремонта оборудования подстанций;

- годовой план работ по техническому обслуживанию оборудования подстанций;

- пятилетние и годовые планы работ по ремонту строительных сооружений подстанций (приведены в разделе 6).

5.4.13 В перспективном (пятилетнем) графике капитальных, средних ремонтов оборудования подстанций (приложение 48) указываются сроки ремонтов силовых трансформаторов, реакторов, синхронных компенсаторов, выключателей на напряжение 35 кВ и выше. По усмотрению энергопредприятий в перспективных планах может отражаться ремонт другого оборудования.

5.4.14 Годовой план- график ремонта оборудования подстанций (приложение 49) составляется на основе перспективного плана, результатов испытаний и осмотров оборудования и сооружений, требований и рекомендаций противоаварийных и эксплуатационных циркуляров, информационных сообщений. При составлении плана-графика учитывается наличие трудовых и материальных ресурсов в планируемом году. Одновременно с разработкой годового плана-графика подготавливаются и согласовываются с Подрядчиком объемы, сроки и условия выполнения отдельных работ по ремонту и обслуживанию оборудования, сооружений, зданий.

Годовой план-график составляется производственными подразделениями ПЭС, согласовывается соответствующими службами сетевой компании, МЭС, ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» или его филиалом в соответствии с оперативной принадлежностью оборудования и утверждается руководством сетевой компании, МЭС. Оформляются договора с Подрядчиками на выполнение работ.

Одновременно с годовым планами работ составляется и согласовывается годовой план отключения электротехнического оборудования, утверждаемый ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» или его филиалом, в оперативном управлении (ведении) которого находится оборудование, в соответствии с установленным регламентом.

5.4.15 На основе годового плана-графика производственные подразделения ПЭС составляют месячные планы-графики отключения оборудования и представляют их для согласования и утверждения в сетевую компанию, МЭС, ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» или его филиал, в оперативном управлении (ведении) которого находится оборудование.

На основании годового плана-графика, месячных планов-графиков отключений, текущих производственных задач производственные подразделения ПЭС составляют месячные и недельные планы-задания бригадам, выполняющим работы по ремонту и техническому обслуживанию оборудования и сооружений в течение месяца, недели.

5.4.16 Ремонты трансформаторов преимущественно выполняются подрядными организациями, ремонты со сменой обмоток главных трансформаторов – в заводских условиях.

5.4.17 Ремонты коммутационной аппаратуры производятся преимущественно подрядным способом, а также персоналом специализированных бригад. Основной объем ремонта выполняется, как правило, на месте установки аппарата с использованием передвижных мастерских. Отдельные виды работ (ремонт вводов, встроенных трансформаторов тока и др.) выполняются в условиях стационарных мастерских. При заводских методах ремонта с использованием обменного фонда ремонт и восстановление транспортабельных элементов оборудования выполняются в условиях ремонтной базы.

Подготовка и проведение работ

5.4.18 Типовая номенклатура и технология выполнения работ (операций) при проведении ремонтов предусмотрена типовыми технологическими картами на капитальный ремонт конкретных видов оборудования, ячеек, секций сборных шин, руководствами по капитальному ремонту отдельных видов оборудования, типовыми картами организации труда на капитальный ремонт или замену оборудования.

Уточнение технологии и организации труда производится в технологических картах на выполнение ремонта отдельного вида оборудования или комплекса оборудования, карты утверждаются главным инженером ПЭС.

Подготовка и проведение работ осуществляются в соответствии с СО 153-34.20.150-2003.

5.4.19 Началом ремонта оборудования подстанции считается время с момента его отключения. Если основное оборудование выводится в ремонт из резерва, то началом ремонта считается время с момента разрешения диспетчера на вывод в ремонт.

Сдача и приемка работ

5.4.20 Приемка оборудования подстанций из капитального и среднего ремонта, оценка качества отремонтированного оборудования и ремонтных работ производится комиссией в соответствии с 5.1.20-5.1.25 и оформляется актом сдачи-приемки отремонтированных (модернизированных) объектов электрических сетей по форме приложения 50. Сдача оборудования из ремонта в эксплуатацию

сопровождается передачей отчетной технической документации, протоколов испытаний, измерений; при сдаче силовых трансформаторов представляется ведомость основных параметров технического состояния трансформаторов по форме приложения 22, при сдаче синхронных компенсаторов ведомость основных параметров по форме приложения 21.

5.4.21 Приемка оборудования из ремонта производится после постановки его под напряжение (нагрузку). Сроком окончания ремонта является окончание опробования оборудования под напряжением (нагрузкой) в течение 48 часов.

5.4.22 Техническое обслуживание и ремонт зданий и сооружений на ОРУ подстанций производятся в соответствии с разделом 6 настоящих Правил.

5.5 Техническое обслуживание устройств релейной защиты и автоматики в электрических сетях

5.5.1 Техническое обслуживание устройств РЗА организуется и производится в соответствии с СО 34.35.613-00 (РД 153-34.3-35.613-00) «Правила технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4-35 кВ», СО 34.35.617-2001 (РД 153-34.0-35.617-2001) «Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ» и СО 34.0-35.648-2001 (РД 153-34.0-35.648-2001) «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем».

5.5.2 Установлены следующие виды технического обслуживания устройств РЗА электрических сетей:

- проверка при новом включении (наладка);
- первый профилактический контроль;
- профилактический контроль;
- профилактическое восстановление (ремонт);
- опробование, тестовый контроль устройств РЗА, выполненных на микроэлектронной или микропроцессорной базе;

- технический осмотр.

Кроме того, в процессе эксплуатации может проводиться внеочередная или послеаварийная проверка.

Проверка при новом включении должна выполняться персоналом МС РЗА или специализированной наладочной организацией. Если проверка при новом включении проводилась наладочной организацией, то включение новых и реконструированных устройств производится после приемки их службой РЗА.

Все виды технического обслуживания устройств РЗА, установленных на подстанциях, выполняются службами РЗА ПЭС.

5.5.3 Необходимость и периодичность опробований или тестового контроля определяются местными условиями и утверждаются главным инженером ПЭС.

Внеочередная и послеаварийная проверки проводятся по программам, составленным службой РЗА, утвержденным главным инженером ПЭС.

5.5.4 Периодичность и циклы технического обслуживания устанавливаются в зависимости от категории помещения, в котором размещены устройства РЗА: к I категории относятся закрытые, сухие отапливаемые помещения, ко II категории относятся помещения с большим диапазоном колебаний температуры окружающего воздуха, в которых имеется сравнительно свободный доступ наружного воздуха (металлические помещения, ячейки типа КРУН, комплектные трансформаторные подстанции и др.), а также помещения, находящиеся в районах с повышенной агрессивностью среды.

5.5.5 В электрических сетях 0,4-35 кВ цикл технического обслуживания для устройств РЗА, установленных в помещениях I категории, принимается равным 12, 8 или 6 годам, а для устройств РЗА, установленных в помещениях II категории, принимается равным 6 или 3 годам в зависимости от типа устройств РЗА и местных условий, влияющих на ускорение износа устройств. Цикл обслуживания для устройств РЗА устанавливается распоряжением главного инженера ПЭС.

5.5.6 Плановое техническое обслуживание устройств РЗА электрических сетей 0,4-35 кВ следует по возможности совмещать с проведением ремонта основного электрооборудования; при этом координировать планы обслуживания устройств РЗА с устанавливаемыми сроками ремонта оборудования.

5.5.7 Периодичность технического обслуживания аппаратуры и вторичных цепей устройств дистанционного управления и сигнализации принимается такой же, как для соответствующих устройств РЗА; периодичность осмотров аппаратуры и цепей устанавливается службой РЗА в соответствии с местными условиями.

5.5.8 Тестовый контроль (опробование) устройств на микроэлектронной базе рекомендуется проводить не реже одного раза в 12 мес.

5.5.9 Для устройства РЗА подстанций 110-750 кВ цикл технического обслуживания принят равным восьми годам для устройства на электромеханической элементной базе и шести годам – на микроэлектронной и микропроцессорной базе.

5.5.10 Продолжительность цикла технического обслуживания устройств РЗА решением главного инженера предприятия может быть изменена в зависимости от конкретных условий эксплуатации, длительности эксплуатации, фактического состояния конкретного устройства, квалификации обслуживающего персонала.

5.5.11 Допускается с целью совмещения проведения технического обслуживания устройств РЗА с ремонтом основного оборудования перенос запланированного вида технического обслуживания на срок до двух лет.

5.5.12 Первый профилактический контроль устройств РЗА, дистанционного управления и сигнализации должен проводиться через 10-15 мес. после включения устройства в эксплуатацию.

Для устройств вторичных соединений – дистанционное управление, сигнализация, блокировка - проводится только профилактическое восстановление, опробование и осмотры с периодичностью, установленной для соответствующих устройств РЗА.

5.5.13 Тестовый контроль(опробование) устройств РЗА на микроэлектронной базе ПС 110-750 кВ проводить не реже одного раза в 12 мес.

5.5.14 Периодичность технических осмотров аппаратуры и вторичных цепей, устройств обнаружения пожаров устанавливается службой РЗА в соответствии с местными условиями, но не реже двух раз в год.

Опробование устройств АПВ линий электропередачи должно проводиться не реже одного раза в год.

Необходимость и периодичность проведения опробований других устройств РЗА определяются местными условиями и утверждаются главным инженером ПЭС.

5.6 Кабельные линии электропередачи

5.6.1 При эксплуатации кабельных линий должны производиться техническое обслуживание и ремонт.

5.6.2 Перечень работ по техническому обслуживанию кабельных линий приведен в таблице 5.6

Таблица 5.6 Перечень основных работ по техническому обслуживанию кабельных линий

Наименование работы	Периодичность проведения
1. Плановый обход и осмотр электромонтерами трасс кабельных линий, кабельных сооружений:	Напряжение кабеля, кВ до 35 110-500 не менее 1 раза в следующие сроки:
- трассы кабелей, проложенных в земле	3 мес. 1 мес.
- трассы кабелей, проложенных под усовершенствованным покрытием	12 мес. -
- трассы кабелей, проложенных в коллекторах, туннелях, шахтах и по железнодорожным мостам	6 мес. 3 мес.
- подпитывающие пункты при наличии сигнализации давления масла (при отсутствии сигнализации – по местным инструкциям)	- 1 мес.
- кабельные колодцы	24 мес. 3 мес.
- участки кабельных линий на берегах рек и каналов	В сроки, установленные главным инженером ПЭС.
- подводные участки кабельных линий	То же
- технадзор за прокладкой кабельных линий и соблюдением технологии монтажа сторонними организациями	По решению руководства ПЭС

Наименование работы	Периодичность проведения
2. Работы по защите брони кабельных линий и конструкций от коррозии	В сроки и объемах, установленных главным инженером ПЭС
3. Плановый осмотр трасс кабельных линий и кабельных сооружений инженерно-техническим персоналом	В сроки, установленные главным инженером ПЭС
4. Внеочередные обходы и осмотры трасс кабельных линий	При отключении линий релейной защитой, после ливней, в период паводков
5. Осмотр туннелей, кабельных этажей и ж/б кабельных лотков на подстанциях	1 раз в месяц – на подстанциях с постоянным дежурным персоналом; в сроки, установленные главным инженером ПЭС – на подстанциях без постоянного дежурного персонала.
6. Профилактические испытания и проверка кабельных линий.	В соответствии с СО 34.45-51.300-97 (РД 34.45-51.300-97) « Объем и нормы испытаний электрооборудования»
7. Внеочередные испытания кабельных линий	После ремонтов, раскопок, связанных с вскрытием трасс
8. Измерения нагрузок кабельных линий	В сроки, установленные главным инженером ПЭС
9. Определение мест повреждения кабельных линий	После отключения линий устройствами РЗА и при пробое после профилактических испытаний
10. Контроль выполнения владельцами инженерных объектов электрифицированного транспорта, выполнения мероприятий по снижению значений блуждающих токов	В сроки, установленные главным инженером ПЭС
11. Оповещение организаций и населения в районах прохождения кабельных линий о порядке производства земляных работ вблизи кабельных трасс; выдача предписаний о соблюдении правил охраны электрических сетей	В сроки, установленные главным инженером ПЭС
12. Наблюдение за производством земляных работ в охранных зонах кабельных линий	В соответствии с распоряжением главного инженера ПЭС

5.6.3 Результаты обходов и осмотров кабельных линий и сооружений регистрируются в журнале обходов и осмотров; выявленные дефекты на трассах вносятся в журнал дефектов (неполадок) или в карты дефектов.

5.6.4 Осмотр трасс и сооружений кабельных линий производится специализированным персоналом ПЭС; осмотр участков кабеля на территории подстан-

ций, концевых муфт линий, заходящих в распределительные устройства подстанций, производится персоналом подстанций.

Ремонт кабельных линий

5.6.5 Ремонт кабельных линий производится по плану-графику, утвержденному руководством ПЭС. План-график ремонтов составляется на основе записей в журналах обходов и осмотров, результатов испытаний и измерений, а также по данным диспетчерских служб.

В план-график включаются ремонтные работы, не требующие срочного выполнения; очередность производства таких работ устанавливается руководством района (участка, службы) электрической сети. Очередность выполнения срочных ремонтов определяется руководством ПЭС.

5.6.6 Объем ремонтов уточняется на основании дополнительной проверки на месте инженерно-техническим персоналом всех выявленных неисправностей кабелей.

5.6.7 Ремонт кабельных линий производится персоналом электросети или персоналом специализированных организаций.

5.6.8 Ремонт кабельных линий производится в соответствии с инструкциями по эксплуатации силовых кабельных линий: СО 153-34.20.508 (РД 34.20.508), СО 153-34.20.509 (РД 34.20.509), технологическим картам с соблюдением требований СО 153-34.20.150-2003 «Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

5.6.9 Вскрытие кабеля для ремонта производится после сверки визуально на месте соответствия расположения кабеля с расположением его на плане трассы; при отсутствии видимого повреждения следует применять кабелеискательную аппаратуру. Разрезание кабеля или вскрытие кабельной муфты производится после проверки отсутствия напряжения на кабеле.

Одновременно с ремонтом кабеля в кабельных и сетевых сооружениях производятся проверка и восстановление бирок, предупредительных и опознавательных надписей и пр.

5.6.10 По окончании ремонтных работ на кабельной линии должен быть составлен исполнительный эскиз. По эскизу должны быть внесены исправления в техническую документацию (планы трасс, схемы, паспортные карты и пр.).

5.6.11 После ремонта кабельной линии производятся испытания и измерения в соответствии с СО 34.45-51.300-97 (РД 34.45-51.300-97) «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

5.7 Техническое обслуживание и ремонт СДТУ, устройств сигнализации, средств измерений

5.7.1 Техническое обслуживание и ремонт средств диспетчерского и технологического управления в электрических сетях выполняются в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей.

5.7.2 Техническое обслуживание пожарной и охранной сигнализации в электрических сетях выполняется в соответствии с СО 153-34.03.305-2003, СО 34.49.501-95 (РД 34.49.501-95), СО 34.49.502-96 (РД 34.49.502-96), СО 34.49.503-94 (РД 34.49.503-94).

5.7.3 Техническое обслуживание средств измерений в электрических сетях выполняется в соответствии с СО 34.11.115-97 (РД 34.11.115-97), СО 34.11.412-96 (РД 34.11.412-96), МИ 2304-94.

6 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

6.1 Общие положения

6.1.1 ТОиР зданий и сооружений предусматривает выполнение комплекса работ, проводимых с определенной периодичностью и последовательностью, направленных на обеспечение исправного состояния зданий и сооружений, надежной и экономичной их эксплуатации.

Комплекс проводимых работ включает:

- техническое обслуживание зданий и сооружений;
- установление оптимальной периодичности проведения ремонтов;
- организационно-техническую подготовку ремонтов;
- обеспечение ремонтных работ материально-техническими ресурсами;
- применение прогрессивных форм организации и управления ремонтом;
- применение передовых методов ремонта, комплексной и передовой технологии;
- специализацию ремонтных работ;
- контроль качества выполняемых работ; анализ технического состояния зданий и сооружений до и после ремонта;
- анализ технико-экономических показателей и разработка мероприятий по улучшению этих показателей.

6.1.2 Организация ТОиР зданий и сооружений энергопредприятия, контроль за использованием ремонтного фонда, решение организационно-технических вопросов возлагается на энергопредприятие.

6.2 Техническое обслуживание

6.2.1 Техническое обслуживание зданий и сооружений предусматривает выполнение комплекса мероприятий по инженерному надзору и контролю за исправным состоянием зданий и сооружений, их инженерных систем и промплощадки, своевременному устранению отдельных дефектов и выполнению мелких разовых ремонтных работ, в том числе:

– контроль за соблюдением требований ПТЭ, направленных на сохранение строительных конструкций;

– обеспечение осмотров и обследований производственных зданий и сооружений по утвержденным графикам с привлечением в необходимых случаях специализированных организаций;

– наблюдение за осадками зданий и сооружений;

– контроль за соблюдением режима эксплуатации, предусмотренного проектом (вибрационные нагрузки, вентиляции, температурно-влажностный режим и т.д.), контроль за предотвращением перегрузок на кровли, перекрытия;

– наблюдение за развитием деформаций, выявление дефектов строительных конструкций;

– наблюдение за режимом подземных вод, предотвращение обводнения оснований и фундаментов технологическими водами из водонесущих коммуникаций промплощадки энергопредприятия;

– поддержание в исправном состоянии устройств для отвода атмосферных вод;

– очистка и промывка конструкций от загрязнения, санитарное содержание зданий и сооружений;

– контроль за состоянием антикоррозионного покрытия металлических и железобетонных конструкций;

– выполнение работ по устранению отдельных деформаций, мелкие разовые работы по устранению дефектов;

– выполнение мероприятий по подготовке к зиме, паводку, противообледенению, противопожарных, по охране окружающей среды.

6.2.2 Техническое обслуживание зданий и сооружений осуществляется энергопредприятием в соответствии с "Типовой инструкцией по эксплуатации производственных зданий и сооружений энергопредприятий: часть II, раздел I. Техническое обслуживание зданий и сооружений" СО 34.0-21.601-98 (РД 153-34.0-21.601-98) и другими нормативными документами по эксплуатации и техническому обслуживанию зданий и сооружений.

6.2.3 На каждом энергопредприятии:

– устанавливается состав работ по техническому обслуживанию и периодичность их выполнения по каждому зданию и сооружению в соответствии с 6.2.2. и с учетом местных условий;

– назначаются ответственные исполнители по техническому обслуживанию по каждому зданию и сооружению, вводится система контроля со стороны ответственных исполнителей за устранением дефектов на закрепленных за ними зданиях и сооружениях.

6.2.4 Для учета работ по техническому обслуживанию и ремонту ведется технический журнал, на каждое здание и сооружение, в который заносятся записи о всех выполненных работах и исполнителях. Технический журнал является основным документом, характеризующим состояние эксплуатируемых объектов. Сведения, помещенные в журнале должны отражать техническое состояние зданий и сооружения на данный период времени, а также о начале его эксплуатации, служить исходными данными при составлении ведомостей (описей) объемов работ.

Формы технических журналов приведены в "Типовой инструкции по эксплуатации производственных зданий и сооружений энергопредприятий. Часть 1. Организация эксплуатации зданий и сооружений " СО 153-34.21.521-91 (РД-34.21.521-91).

6.2.5 Своевременность проведения и выполненный объем работ по техническому обслуживанию, а также ведение технических журналов постоянно контролируются службой, группой или смотрителем зданий и сооружений энергопредприятия.

6.3 Ремонт зданий и сооружений

6.3.1 Система ремонта представляет собой совокупность организационных и технических мероприятий по установлению технического состояния зданий и сооружений, проведению ремонтов конструктивных элементов и инженерного оборудования зданий и сооружений в определенные сроки с целью обеспечения исправности и эксплуатационной надежности, предупреждения их преждевременного износа.

6.3.2 Ремонт зданий и сооружений подразделяется на текущий и капитальный.

Текущий ремонт является основой нормальной эксплуатации, проведение его обеспечивает установленную долговечность конструктивных элементов, защиту их от преждевременного износа, сокращает в будущем расходы на капитальный ремонт зданий и сооружений.

К капитальному ремонту зданий и сооружений относятся работы по смене изношенных конструкций и деталей зданий и сооружений или замена их на более прочные и экономичные, за исключением полной смены или замены основных конструкций, срок службы которых в зданиях и сооружениях является наибольшим.

6.3.3 Для ремонта зданий и сооружений могут привлекаться ремонтно-строительные подразделения и цеха энергопредприятий, специализированные ремонтные предприятия, строительно-монтажные организации.

6.4 Специализация работ при ремонте зданий и сооружений.

6.4.1 Специализация ТОиР зданий и сооружений обеспечивается:

- ремонтно-строительными цехами (участками, подразделениями) энергопредприятий;

- специализированными ремонтными предприятиями по ремонту зданий и сооружений.

6.4.2 Ремонтно-строительные цеха (участки, подразделения) энергопредприятий осуществляют техническое обслуживание зданий и сооружений.

6.4.3 Специализированные ремонтные предприятия выполняют капитальные и текущие ремонты всех видов зданий и сооружений энергопредприятий.

Выбор подрядной организации для выполнения ремонта определяется на конкурсной основе.

Номенклатура работ при капитальном ремонте дымовых труб и градирен приведена в приложении 51.

6.4.4 Рекомендуемые значения соотношения стоимости работы по ремонту зданий и сооружений электростанций, выполняемых собственным персоналом и передаваемых для выполнения подрядными ремонтными организациями, приведены в 2.4.3 настоящих Правил.

6.5 Планирование ремонта

6.5.1 Планирование ремонта зданий и сооружений включает в себя разработку:

– перспективных планов ремонта основных зданий и сооружений энергопредприятий;

– годовых планов ремонта.

Перспективные и годовые планы ремонтов зданий и сооружений электростанций должны быть согласованы в установленном порядке с ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и его филиалами (СО-ОДУ, СО-РДУ) в случае снижения располагаемой мощности электростанции на величину, равную минимальной мощности (и более) оборудования, находящегося в оперативной подчиненности соответствующего уровня диспетчерского управления.

Здания и сооружения электростанций ТЭС с поперечными связями, энергоблоков (до 160 МВт), а также ГЭС регионального уровня, вывод в ремонт которых приводит к снижению располагаемой мощности электростанции на величину до 160 МВТ, находятся в оперативном ведении СО-РДУ, СО-ОДУ.

Здания и сооружения электростанций федерального уровня ТЭС и ГЭС, вывод в ремонт которых приводит к снижению располагаемой мощности электростанции на величину 160 МВт и более, находятся в оперативном ведении СО-ОДУ, ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

6.5.2 Перспективный план капитального ремонта основных зданий и сооружений (приложение 52) разрабатывается на 5 лет и утверждается генерирующей или управляющей компанией на основании материалов, представляемых энергопредприятиями и служит основанием для разработки проектно-сметной документации, планирования трудовых, материальных и финансовых ресурсов.

6.5.3 Годовое планирование ремонта зданий и сооружений (дымовых труб, газоходов, градирен, золошлакоотвалов, гидротехнических и других сооружений и зданий энергопредприятий), производится в соответствии с перспективным планом, с учетом технического состояния объектов. При этом в годовой план могут быть внесены обоснованные изменения против перспективного плана. Форма годового плана приведена в приложении 53.

Контроль технического состояния объектов выполняется с периодичностью и в объеме, установленными нормативно-технической документацией.

Объем и стоимость работ в годовом плане определяются:

- по капитальному ремонту зданий и сооружений – на основании проектно-сметной документации на ремонт;

- по текущему ремонту – на основании расценочных описей, составленных при проведении осмотров зданий и сооружений, записей технического журнала по эксплуатации зданий и сооружений.

6.5.4 При разработке перспективного и годового плана ремонта зданий и сооружений следует руководствоваться:

- периодичностью капитальных ремонтов производственных зданий и сооружений согласно приложению 54;

- периодичностью капитальных ремонтов конструктивных элементов производственных зданий и сооружений энергопредприятий согласно приложению 55;

- нормами периодичности контроля технического состояния дымовых труб и градирен согласно приложению 56;

- нормами простоя дымовых труб для обследования внутренней поверхности футеровки, изоляции железобетонной поверхности и оголовка трубы согласно приложению 57;

- продолжительностью капитальных и текущих ремонтов дымовых труб, газоходов и градирен согласно приложению 58;

- необходимостью совмещения капитального ремонта газоходов с капитальным ремонтом котла, проверки технического состояния газоходов с текущим и средним ремонтом котла.

При планировании ремонта с продолжительностью выше нормативной или периодичностью ниже нормативной, энергопредприятием представляется в энергосистему соответствующее обоснование.

Основанием, подтверждающим необходимость проведения ремонта раньше нормативного срока (сокращение межремонтного периода) являются акты обследования, технические заключения.

6.5.5 Номенклатура ремонтных работ и продолжительность ремонта уточняются в каждом конкретном случае по техническому состоянию объекта. При этом:

- время проведения ремонта следует максимально совмещать с капитальным ремонтом соответствующего оборудования электростанций;

- ремонт объектов с большим объемом работ целесообразно планировать в несколько этапов с целью максимального сокращения времени вывода объектов из работы;

- все подготовительные работы выполнять до вывода объекта в ремонт;

- проект производства работ и график ремонта утверждаются Заказчиком.

6.5.6 При необходимости вывода дымовых труб, газоходов и градирен в ремонт на длительный срок, связанный с ограничением мощности электростанции, разрабатываются технические решения по переключению основного оборудования на другие сооружения или по установке на период ремонта временных сооружений, сокращающих или полностью устраняющих ограничение мощности.

6.5.7 Текущий ремонт производится в течение всего года по плану, составленному энергопредприятием.

6.5.8 При разработке годового плана ремонта, энергопредприятием предусматривается в годовом ремонтном фонде резерв средств для проведения непланового ремонта.

6.5.9 Разработка, согласование и утверждение перспективных и годовых планов производятся в сроки, установленные генерирующей или управляющей компанией.

6.6 Подготовка к ремонту

6.6.1 Подготовка к ремонту зданий и сооружений включает в себя разработку и выполнение организационно-технических мероприятий, обеспечивающих выполнение ремонтных работ в установленные сроки с высоким качеством.

Разработка мероприятий, сроки их выполнения предусматриваются в годовых планах подготовки к ремонту энергопредприятия (Заказчика) и ремонтного предприятия (Подрядчика).

6.6.2 Энергопредприятия разрабатывают годовой план подготовки к ремонту, после согласования и утверждения годового плана ремонта, но не позднее чем за два месяца до начала ремонта.

6.6.3 Если в объем ремонта зданий и сооружений включаются сложные и трудоемкие работы по ремонту дымовых труб и градирен, то подготовка к капитальному ремонту может быть начата в году, предшествующему планируемому.

6.6.4 Для проведения ремонтных работ по восстановлению и усилению основных несущих конструкций дымовых труб, газоходов, градирен, модернизации сооружений, ремонту зданий и сооружений с заменой отдельных элементов на новые, отличающиеся по конструкции или материалам, и др., требующих специальных проектных решений, энергопредприятие заказывает разработку проектно-сметной документации проектной организации с соответствующей технической экспертизой этой документации в установленном порядке, а для дымовых труб с дополнительной экспертизой промышленной безопасности согласно «Правил безопасности при эксплуатации дымовых и вентиляционных промышленных дымовых труб» ПБ 03-445-02.

6.6.5 Для проведения ремонта зданий и сооружений энергопредприятие (Заказчик):

1) направляет ремонтным предприятиям предложения на участие конкурсных торгах на выполнение ремонтных работ. В предложении указываются: наименование объекта, краткая техническая характеристика, объем и номенклатура ремонтных работ, сроки начала и окончания ремонта. При необходимости

выполнения ремонтов, требующих специальных проектных решений, к предложению прилагается утвержденный проект ремонта сооружения;

2) по результатам конкурсных торгов заключается договор с ремонтным предприятием, выигравшим торги на выполнение ремонтных работ. Сметная документация, ППР, ПОР, перечень основных материалов на выполнение работы со стоимостью на момент торгов, нестандартных приспособлений и оснастки, предоставляются специализированной организацией.

При проведении ремонта без усиления и замены конструкции, сметная документация разрабатывается на основании ведомости дефектов и описей работ.

Ведомость дефектов или опись работ составляется энергопредприятием и служит основанием для составления смет.

В ведомости дефектов или описи работ, составленной отдельно по каждому зданию (с указанием этажа, пролета, цеха) указываются наименование и предполагаемое количество материалов, пригодных к повторному применению, процент их годности, прикладывается пояснительная записка;

3) обеспечивает открытие и непрерывность финансирования ремонтных работ;

4) демонтирует и вывозит оборудование, мешающее производству ремонта;

5) предоставляет график передачи материалов, оборудования, изделий, увязанный со сроками выполнения ремонтных работ;

6) предоставляет график совмещения ремонтных работ и производственных процессов энергопредприятия;

7) проводит предремонтное обследование здания или сооружения комиссией, состоящей из представителей энергопредприятия, ремонтного предприятия и генерирующей или управляющей компании, с привлечением при необходимости специализированной организации. По результатам обследования составляется акт по форме приложения 59. На основании акта обследования составляется ведомость объема ремонтно-строительных работ по форме приложения 60, которая уточняется после начала ремонта;

8) передает по акту готовности к ремонту здание или сооружение подрядчику. Форма акта приведена в приложении 61.

6.6.6 До начала ремонта ремонтное предприятие (Подрядчик):

1) направляет энергопредприятию проект договора; при заключении генерального договора проект договора и график производства ремонтных работ составляется с учетом выполнения работ субподрядными организациями;

2) при заключении договора стороны вправе в особых условиях к договору предусматривать обязательства, вытекающие из конкретных условий ремонта объектов;

3) после заключения договора приступает к подготовке к ремонтным работам.

6.7 Проведение ремонта

6.7.1 Для проведения ремонта энергопредприятие:

1) обеспечивает ремонтному предприятию готовность объектов к ремонту;

2) передает в сроки, согласованные с ремонтным предприятием, разрешения соответствующих организаций на производство работ в зоне воздушных линий электропередачи и связи, проезжей части городских дорог, эксплуатируемых участков железных и автомобильных дорог или в полосе отвода этих дорог, на вскрытие дорожных покрытий в местах прохождения подземных коммуникаций (со схемами коммуникаций), на снос строений, мешающих ремонту, закрытие уличных проездов, отвод участка для отсыпки строительного мусора.

Необходимость в оформлении упомянутых разрешений устанавливается на основании проектной документации и проектов производства работ;

3) выдает наряд-допуск на ремонт ремонтно-строительным подразделениям электростанции, а привлекаемым подрядным организациям – акт-допуск;

4) обеспечивает допуск ремонтных рабочих в зону ремонта;

5) обеспечивает при необходимости временный перенос линий электропередачи, связи, сетей водопровода, канализации, электроосвещения и др., пе-

ресадку зеленых насаждений, препятствующих проведению ремонтных работ, отсоединение действующих инженерных сетей, согласно Правил техники безопасности, освобождение приобъектной территории от временных строений, выдачу заключений о надежности находящихся в эксплуатации металлоконструкций, деталей, эстакад при производстве работ на высоте, выдачу данных о степени вредности факторов на рабочих местах при производстве ремонтных работ;

6) передает по договоренности сторон необходимые для выполнения ремонта материалы, оборудование и изделия ремонтному предприятию;

7) выполняет отключение работающего оборудования при производстве капитального ремонта дымовых труб и градирен;

8) при ремонтных работах по наружной поверхности дымовых труб, несущих на стволах подвески линий электропередачи, осуществляет снятие напряжения, если проектом производства работ не предусмотрена возможность выполнения работ без снятия напряжения;

9) в случае невозможности изолировать зону производства ремонтных работ осуществляет мероприятия по ППБ и ПТБ в соответствии с проектом производства работ;

10) обеспечивает по договоренности сторон ремонтное предприятие грузоподъемными механизмами и автотранспортом, находящимися в эксплуатации в энергопредприятии;

11) предоставляет ремонтным рабочим возможность пользоваться социально-коммунальными услугами наравне со своими рабочими (водо-, газо-, паро-, электро-снабжением, канализацией, столовой, библиотекой и пр.);

12) осуществляет в процессе ремонта технический надзор и контроль за соответствием объема, стоимости выполненных работ проектно-сметной документации, правилам производства работ, соответствием материалов, изделий, конструкций государственным стандартам и техническим условиям без вмешательства в оперативно-хозяйственную деятельность ремонтного предприятия. В случае выявления в процессе ремонта объемов, не учтенных в проектно-сметной документации, решает вопрос с ремонтным предприятием об увеличе-

нии (уменьшении) объемов работ, пересмотра проектно-сметной документации за счет Заказчика;

13) производит приемку всех скрываемых последующими работами и конструкциями ремонтных работ с составлением актов;

14) производит присоединение сетей после извещения о готовности сетей к присоединению;

15) принимает законченные ремонтом объекты.

6.7.2 Ремонтное предприятие:

- приступает к производству ремонтных работ в сроки, указанные в договоре при наличии утвержденной проектно-сметной документации, разрешений, документов, указанных в 6.7.1;

- выполняет работы по ремонту зданий и сооружений в соответствии с утвержденной проектно-сметной документацией, проектом производства работ; разрешается применение типовых проектов производства работ, типовых технологических карт с привязкой к месту выполнения работ;

- обеспечивает с начала производства работ оформление наряд-допуска, своевременную выдачу заданий производителям работ и бригадирам, контроль за выполнением производителями ремонта требований проекта ремонта, проекта производства работ, строительных норм и правил, ПТЭ, ППБ, ПТБ, соблюдение технологической, производственной и трудовой дисциплины, технический надзор за качеством применяемых материалов и выполняемых работ;

- обеспечивает своевременную сдачу по акту Заказчику скрываемых последующими работами или конструкциями ремонтных работ, извещает Заказчика о готовности сетей к присоединению, сдачу отремонтированных объектов.

6.7.3 Энергопредприятие и ремонтное предприятие несут ответственность за выполнение условий договора, соблюдение сроков подготовки, ведения и окончания работ, оформление актов скрываемых работ, соответствие выполненных и оплаченных работ, своевременную сдачу отремонтированного объекта в эксплуатацию; учет трудовых и материальных ресурсов и выполнение договорных обязательств, предусмотренных особыми условиями к договору.

6.8 Приемка зданий и сооружений в эксплуатацию

6.8.1 Подрядчик сдает, а Заказчик (энергопредприятие) принимает здание, сооружение или помещение из ремонта в соответствии с утвержденной проектно-сметной документацией, правилами производства работ в срок, установленный договором.

6.8.2 Приемка зданий и сооружений из капитального ремонта осуществляется приемочной комиссией, назначаемой приказом по энергопредприятию при участии ответственных представителей ремонтной организации и представителей эксплуатационной службы энергопредприятия.

Приемка выполненных работ по текущему ремонту зданий и сооружений осуществляется службой или смотрителем зданий и сооружений энергопредприятий в присутствии исполнителей ремонтных работ и представителя эксплуатационного подразделения, ответственного за данное подразделение.

6.8.3 Приемочная комиссия осуществляет контроль технической документации, составленной перед ремонтом, в процессе ремонта и после ремонта, отражающей техническое состояние отремонтированного объекта и качество выполненных ремонтных работ.

Техническая документация, предъявляемая приемочной комиссии при сдаче объекта из капитального ремонта включает в себя проектно-сметную документацию, исполнительные чертежи, журналы производства работ, акты скрытых работ. При сдаче объекта из текущего ремонта представляется документация в соответствии с приложениями 59, 60,61,62.

6.8.4 При приемке в эксплуатацию отремонтированных объектов необходимо руководствоваться СНиП 3.01.04-87.

Форма акта приемки из ремонта зданий и сооружений приведена в приложении 62.

6.8.5 Приемка в эксплуатацию объектов из капитального ремонта разрешается только после выполнения всех работ, предусмотренных проектом или сметами на ремонт объекта в целом или его очередей.

6.8.6 Запрещается приемка в эксплуатацию зданий и сооружений из капитального ремонта с недоделками.

6.8.7 Оценка качества ремонтных работ производится энергопредприятием в процессе производства ремонтных работ и при приемке объекта из ремонта аналогично строительным работам в соответствии со СНиП.

6.8.8 При оценке качества выполнения ремонтных работ и работ по модернизации дымовых труб, газоходов, градирен следует руководствоваться утвержденной проектной документацией; СНиП по соответствующим видам работ, "Инструкцией по эксплуатации железобетонных и кирпичных дымовых труб и газоходов энергопредприятий" СО 34.21.523-99 (РД 153-34.1-21.523-99), "Типовой инструкцией по приемке и эксплуатации башенных градирен" СО 34.22.402-94 (РД 34.22.402-94).

6.8.9 Техническая документация по выполненным работам и акты приемки отремонтированных зданий и сооружений из капитального ремонта хранятся на предприятии.

6.8.10 Сведения о выполненном капитальном ремонте заносятся в паспорт производственного здания и сооружения.

Сведения о текущем ремонте вносятся в технический журнал эксплуатации зданий, сооружений.

Приложение 1
(справочное)

Техническое обслуживание и ремонт. Основные понятия. Термины и определения

В приложении приведены термины и определения основных понятий, применяемые в технической документации и производстве в области технического обслуживания и ремонта и использованные в Правилах.

Термины и определения понятий, установленные государственными стандартами и другими нормативными документами, приведены с соответствующими ссылками. Для применяемых в Правилах специальных понятий приведены определения без ссылок.

В некоторых случаях для терминов, получивших разные определения в нескольких нормативных документах, приведены две или более формулировки определений, пронумерованные в порядке их изложения, со ссылками на соответствующие НД.

1. Общие понятия

1.1	**Изделие**	Единица промышленной продукции, количество которой может исчисляться в штуках (экземплярах). ***Примечание*** – К изделиям допускается относить завершенные и незавершенные предметы производства, в том числе заготовки (ГОСТ 15895 – 77)
1.2	**Деталь**	Изделие, изготовляемое из однородного по наименованию и марке материала, без применения сборочных операций (ГОСТ 2.101 – 68)
1.3	**Сборочная единица**	Изделие, составные части которого подлежат соединению между собой на предприятии–изготовителе сборочными операциями (свинчиванием, клепкой, сваркой, пайкой, запрессовкой, развальцовкой, склеиванием и т.п.). К сборочным единицам, при необходимости, также относят совокупность сборочных единиц и (или) деталей, имеющих общее функциональное назначение и совместно устанавливаемых на предприятии–изготовителе в другой сборочной единице, например: электрооборудование станка, автомобиля, самолета (ГОСТ 2.101 – 68)
1.4	**Базовая сборочная единица (деталь)**	Сборочная единица (деталь), с которой начинают сборку изделия, присоединяя к ней детали или другие сборочные единицы (ГОСТ 23887–79)
1.5	**Узел**	Сборочная единица, которая может собираться отдельно от других составных частей изделия или изделия в целом и выполнять определенную функцию в изделиях одного назначения только совместно с другими составными частями (ГОСТ 23887 – 79)

1.6	**Агрегат**	Сборочная единица, обладающая полной взаимозаменяемостью, возможностью сборки отдельно от других составных частей изделия или изделия в целом и способностью выполнять определенную функцию в изделии самостоятельно (ГОСТ 23887 – 79)
1.7	**Составная часть изделия**	Изделие, выполняющее определенные технические функции в составе другого изделия и не предназначенное для самостоятельного применения (Р50 – 605 – 80 – 93)
1.8	**Комплекс**	**1.** Два и более специфицированных изделия, не соединенных на предприятии – изготовителе сборочными операциями, но предназначенных для выполнения взаимосвязанных эксплуатационных функций. Каждое из этих специфицированных изделий, входящих в комплекс, служит для выполнения одной или нескольких основных функций, установленных для всего комплекса (ГОСТ 2.101 – 68) **2.** Несколько специфицированных изделий взаимосвязанного назначения, не соединенных на предприятии – изготовителе сборочными операциями (Р50 – 605 – 80 – 93)
1.9	**Комплект**	1. Два и более изделия, не соединенных на предприятии–изготовителе сборочными операциями и представляющих набор изделий, имеющих общее эксплуатационное назначение вспомогательного характера, например: комплект запасных частей, комплект инструмента и принадлежностей, комплект измерительной аппаратуры и т.п. К комплектам также относят сборочную единицу или деталь, поставляемую вместе с набором других сборочных единиц и (или) деталей, предназначенных для выполнения вспомогательных функций при эксплуатации этой сборочной единицы или детали, например: осциллограф в комплекте с запасными частями, монтажным инструментом, сменными частями (Р50 – 605 – 80 – 93) **2.** Несколько изделий общего функционального назначения, как правило, вспомогательного характера, не соединенных на предприятии – изготовителе сборочными операциями (ГОСТ 2.101 – 68)
1.10	**Полуфабрикат**	Изделие предприятия–поставщика, подлежащее дополнительной обработке или сборке на предприятии–потребителе (Р50 – 605 – 80 – 93)
1.12	**Комплектующее изделие**	Изделие предприятия – поставщика, применяемое как составная часть изделия, выпускаемого предприятием – изготовителем (ГОСТ 3.1109 – 82)
1.13	**Стандартное изделие**	Изделие, изготовленное по стандарту, полностью и однозначно определяющему его конструкцию и показатели качества (Р50 – 605 – 80 – 93)

1.14	**Унифицированное изделие**	Изделие, примененное в конструкторской документации нескольких изделий (Р50–605–80–93)
1.15	**Модификация изделия**	Разновидность изделия, создаваемая на основе базового изделия с целью расширения или специализации сферы его использования (Р50 – 605 – 80 – 93)
1.16	**Тип изделия**	Условное обозначение изделия техники конкретного наименования (а также составной части или комплектующего изделия межотраслевого применения, комплекса, (комплекта) с определенными техническими характеристиками, специфицированными в конструкторской документации на это изделие (Р 50 – 605 – 80 – 93)
1.17	**Вид изделия**	Совокупность изделий техники, объединенных общностью функционального назначения (Р50 – 605 – 80 – 93) ***Примечание*** – Видами изделий техники являются: насосы, электродвигатели, теплообменные аппараты, трансформаторы, трубопроводная арматура, электрические выключатели, трубопроводы, кабели, средства измерений и автоматики отдельных назначений, применяемые для контроля и управления тепловыми процессами, механическими устройствами и машинами и т.п.
1.18	**Оборудование**	Совокупность механизмов, машин, устройств, приборов, объединенных определенной технологической схемой
1.19	**Установка**	Комплекс взаимосвязанного оборудования, предназначенный для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления энергии. ***Примечание*** – Установками на ТЭС являются: котельная, паротурбинная, генератор со вспомогательным оборудованием, главный трансформатор со вспомогательным оборудованием
1.20	**Оборудование установки**	Оборудование, относящееся к установке
1.21	**Котельная установка**	Совокупность котла и вспомогательного оборудования ***Примечание*** – В котельную установку могут входить кроме котла, тягодутьевые машины, устройства очистки поверхностей нагрева, топливоподача и топливоприготовление в пределах установки, оборудование шлако– и золоудаления, золоулавливающие и другие газоочистительные устройства, не входящие в котел газовоздухопроводы, трубопроводы воды, пара и топлива, арматура, гарнитура, автоматика, приборы и устройства контроля и защиты, а также относящиеся к котлу водоподготовительное оборудование и дымовая труба (ГОСТ 23172–78)
1.22	**Паротурбинный агрегат**	Совокупность паровой турбины и машины, приводимой в действие (ГОСТ 23269 – 78)
1.23	**Паротурбинная установка**	Установка, предназначенная для преобразования энергии пара в механическую, включающая паровую турбину и вспомогательное оборудование (ГОСТ 26691 – 85)

1.24 Насосный агрегат

Агрегат, состоящий из насоса или нескольких насосов и приводящего двигателя, соединенных между собой (ГОСТ 17398 – 72)

1.25 Насосная установка

Насосный агрегат с комплектующим оборудованием, смонтированным по определенной схеме, обеспечивающей работу насоса (ГОСТ 17398 – 72)

1.26 Модернизация действующего оборудования (модернизация)

Изменение конструкции действующего оборудования, обеспечивающее улучшение его показателей назначения, повышение надежности, снижение энергетических, материальных затрат и трудовых ресурсов при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте, а также с целью возможности применения при эксплуатации более дешевых (недефицитных) видов топлива, сырья, материалов

1.27 Жизненный цикл продукции (изделия)

Совокупность взаимосвязанных процессов последовательного изменения состояния продукции от формирования исходных требований к ней до окончания ее эксплуатации или применения.

Примечание – Жизненный цикл – это не временной период существования продукции данного типа (одного наименования и обозначения), а процесс последовательного изменения ее состояния, обусловленный видом производимых на нее воздействий. Первым уровнем деления жизненного цикла продукции является деление его на стадии жизненного цикла. При этом продукция конкретного типа может одновременно находиться в нескольких стадиях жизненного цикла, например, в стадиях производства, эксплуатации и капитального ремонта (Р50 – 605 – 80 – 93)

1.28 Стадия жизненного цикла продукции (изделия)

Часть жизненного цикла продукции, характеризуемая определенным состоянием продукции, видом предусмотренных работ и их конечными результатами.

Примечание – В общем случае для жизненного цикла продукции приняты следующие стадии:
для народно–хозяйственной продукции – исследование и проектирование; изготовление; обращение и реализация; эксплуатация или потребление;
для военной техники – исследование и обоснование разработки; разработка; производство; эксплуатация; капитальный ремонт (для ремонтируемых изделий военной техники), производимый специализированными ремонтными предприятиями по истечении установленных сроков эксплуатации (наработки) или при возникновении серьезных дефектов, приводящих к невозможности дальнейшей эксплуатации изделия (Р50 – 605 – 80 – 93)

1.29 Техническая документация

Совокупность документов, необходимая и достаточная для непосредственного использования на каждой стадии жизненного цикла продукции.

Примечание – К технической документации относятся конструкторская и технологическая документация, техническое задание на разработку продукции и т.д.
Техническую документацию можно подразделить на исходную, проектную, рабочую, информационную (Р50 – 605 – 80 – 93)

1.30 Конструкторские документы

Графические и текстовые документы, которые в отдельности или в совокупности определяют состав и устройство изделия и содержат необходимые данные для его разработки или изготовления, контроля, приемки, эксплуатации и ремонта (ГОСТ 2.102 – 68)

1.31 Основной конструкторский документ

Конструкторский документ, который в отдельности или в совокупности с другими указанными в нем конструкторскими документами полностью и однозначно определяет данное изделие и его состав.

Примечание – Основными конструкторскими документами являются: для деталей – чертеж детали; для сборочных единиц, комплектов и комплексов – спецификация (ГОСТ 2.102 – 68)

1.32 Рабочая конструкторская документация

1. Конструкторская документация, разработанная на основе технического задания или проектной конструкторской документации и предназначенная для обеспечения изготовления, контроля, приемки, поставки, эксплуатации и ремонта изделия (ГОСТ 2.103 – 68).
2. Совокупность конструкторских документов, предназначенных для изготовления, контроля, приемки, поставки, эксплуатации и ремонта изделия (Р50 – 605 – 80 – 93)

1.33 Эксплуатационные документы

1. Конструкторские документы, предназначенные для использования при эксплуатации, обслуживании и ремонте изделия в процессе эксплуатации (ГОСТ 2.102 – 68).
2. Текстовые и графические рабочие конструкторские документы, которые в отдельности или в совокупности дают возможность ознакомления с изделием и определяют правила его эксплуатации (использования по назначению, технического обслуживания, текущего ремонта, хранения и транспортирования), а также предназначены для отражения сведений, удостоверяющих гарантированные изготовителем значения основных параметров и характеристик (свойств) изделия, гарантий и сведений по его эксплуатации за весь период (длительность и условия работы, техническое обслуживание, ремонт и другие данные), а также сведений по его утилизации (ГОСТ 2.601 – 95)

1.34 Формуляр изделия

Эксплуатационный документ, содержащий сведения, удостоверяющие гарантии изготовителя, значения основных параметров и характеристик (свойств) изделия, сведения, отражающие техническое состояние данного изделия, сведения о сертификации и утилизации изделия, а также сведения, которые вносят в период его эксплуатации (длительность и условия работы, техническое обслуживание, ремонт и другие данные) (ГОСТ 2.601 – 95)

1.35	**Паспорт изделия**	Эксплуатационный документ, содержащий сведения, удостоверяющие гарантии изготовителя, значения основных параметров и характеристик (свойств) изделия, а также сведения о сертификации и утилизации изделия (ГОСТ 2.601 – 95)
1.36	**Этикетка изделия**	Эксплуатационный документ, содержащий гарантии изготовителя, значения основных параметров и характеристик (свойств) изделия, сведения о сертификации изделия (ГОСТ 2.601– 95)
1.37	**Ремонтные документы**	1. Конструкторские документы, содержащие данные для проведения ремонтных работ на специализированных предприятиях (ГОСТ 2.102 – 68). 2. Текстовые и графические рабочие конструкторские документы, которые в отдельности или в совокупности дают возможность обеспечить подготовку ремонтного производства, произвести ремонт изделия и его контроль после ремонта. Ремонтные документы разрабатывают на изделия, для которых предусматривают с помощью ремонта технически возможное и экономически целесообразное восстановление параметров и характеристик (свойств), изменяющихся при эксплуатации и определяющих возможность использования изделия по прямому назначению (ГОСТ 2.602 – 95)
1.38	**Технические условия на капитальный ремонт**	Нормативно–технический документ, содержащий технические требования, показатели и нормы, которым должно удовлетворять конкретное изделие после капитального ремонта
1.39	**Руководство по капитальному ремонту**	Нормативно–технический документ, содержащий указания по организации ремонта, технические требования, показатели, нормы, которым конкретное изделие должно удовлетворять после капитального ремонта
1.40	**Чертежи ремонтные**	Чертежи, предназначенные для ремонта деталей, сборочных единиц, сборки и контроля отремонтированного изделия, изготовление дополнительных деталей и деталей с ремонтными размерами

1.41 Технические условия

1. Документ, содержащий требования (совокупность всех показателей, норм, правил и положений) к изделию, его изготовлению, контролю, приемке и поставке, которые нецелесообразно указывать в других конструкторских документах.

Технические условия (ТУ) являются неотъемлемой частью комплекта технической документации на продукцию (изделие, материал, вещество и т.п.), на которую они распространяются.

При отсутствии конструкторской или другой технической документации на данную продукцию ТУ должны содержать полный комплекс требований к продукции, ее изготовлению, контролю и поставке (ГОСТ 2.102 – 68), (ГОСТ 2.114 – 95).

2. Технические условия, на которые делаются ссылки в договорах (контрактах) на поставляемую продукцию (оказываемые услуги), применяются в качестве нормативных документов (ГОСТ Р 1.0 – 92)

1.42 Опытный образец изделия

Образец изделия, изготовленный по вновь разработанной рабочей документации для проверки путем испытаний соответствия его заданным техническим требованиям с целью принятия решения о возможности постановки на производство и (или) использования по назначению (ГОСТ 16504 – 81)

1.43 Головной образец изделия

Изделие, изготовленное по вновь разработанной документации для применения заказчиком с одновременной отработкой конструкции и технической документации для производства и эксплуатации последующих изделий данной партии или серии.

Примечание – Головной образец продукции изготовляется тогда, когда изготовление опытного образца не предусмотрено. Это характерно для мелкосерийного и единичного производства изделий с длительным циклом изготовления и монтажа.

Как правило, головной образец изготавливается при создании особо сложных изделий (комплексов), требующих значительных материальных и финансовых затрат (Р50 – 605 – 80 – 93)

1.44 Эксплуатация

Стадия жизненного цикла изделия, на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается его качество. Эксплуатация изделия включает в себя в общем случае использование по назначению, транспортирование, хранение, техническое обслуживание и ремонт (ГОСТ 25866 – 83)

1.45 Подконтрольная эксплуатация

Эксплуатация заданного числа изделий в соответствии с действующей эксплуатационной документацией, сопровождающаяся дополнительным контролем и учетом технического состояния изделий с целью получения более достоверной информации об изменении качества изделий данного типа в условиях эксплуатации. Для проведения подконтрольной эксплуатации привлекают, как правило, специально подготовленный персонал в целях повышения объективности получаемых результатов (Р50 – 605 – 80 – 93)

1.46 Нормальная эксплуатация — Эксплуатация изделий в соответствии с действующей эксплуатационной документацией (ГОСТ 25866 – 83)

1.47 Нормативный документ — Документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов.

Примечания

1.Термин "Нормативный документ" является родовым термином, охватывающим такие понятия, как своды правил, регламенты, стандарты и другие документы, соответствующие основному определению.

2. В ранее принятых документах по стандартизации до окончания срока их действия или пересмотра допускается применение термина "нормативно–технический документ" без его замены на термин "нормативный документ" (ГОСТ Р1.0 – 92)

1.48 Стандарт — Нормативный документ по стандартизации, разработанный, как правило, на основе согласия, характеризующегося отсутствием возражений по существенным вопросам у большинства заинтересованных сторон, и утвержденный признанным органом (или предприятием), в котором могут устанавливаться для всеобщего и многократного использования правила, общие принципы, характеристики, требования или методы, касающиеся определенных объектов стандартизации, и который направлен на достижение оптимальной степени упорядочения в определенной области (ГОСТ Р1.0–92)

1.49 Объект стандартизации — Предмет (продукция, процесс, услуга), подлежащий или подвергшийся стандартизации.

Примечания

1. Под объектом стандартизации в широком смысле понимаются продукция, процессы и услуги, которые в равной степени относятся к любому материалу, компоненту, оборудованию, системе, их совместимости, правилу, процедуре, функции, методу или деятельности.

2. Стандартизация может ограничиваться определенными аспектами (свойствами) любого объекта.

3. Услуга как объект стандартизации охватывает услуги для населения (включая условия обслуживания) и производственные услуги для предприятий и организаций (ГОСТ Р1.0 – 92)

1.50 Информационная технология — Приемы, способы и методы применения технических и программных средств при выполнении функций обработки информации (ГОСТ Р 51275-99)

2. Техническое состояние и надежность

2.1 Техническое состояние — Совокупность подверженных изменению в процессе производства или эксплуатации свойств объекта, характеризуемая в определенный момент времени признаками, установленными технической документацией на этот объект (ГОСТ 19919 – 74)

2.2	**Вид технического состояния**	Категория технического состояния, характеризуемая соответствием или несоответствием качества объекта определенным техническим требованиям, установленным технической документацией на этот объект ***Примечания*** 1. Различают виды технического состояния: исправность и неисправность, работоспособность и неработоспособность, правильное функционирование и неправильное функционирование. 2. Под функционированием объекта следует понимать выполнение предписанного объекту алгоритма функционирования при применении объекта по назначению. 3.Алгоритм функционирования – по ГОСТ 34.003 – 90
2.3	**Признак технического состояния**	Качественная или количественная характеристика любых свойств объекта
2.4	**Параметр технического состояния**	Признак технического состояния, количественно характеризующий любые свойства объекта
2.5	**Исправное состояние** ***Исправность***	Состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации (ГОСТ 27.002 – 89)
2.6	**Неисправное состояние** ***Неисправность***	Состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации (ГОСТ 27.002 – 89)
2.7	**Работоспособное состояние** ***Работоспособность***	Состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации (ГОСТ 27.002 – 89)
2.8	**Неработоспособное состояние** ***Неработоспособность***	Состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации ***Примечание*** – Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых объект способен частично выполнять требуемые функции (ГОСТ 27.002 – 89)
2.9	**Предельное состояние**	Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно (ГОСТ 27.002 – 89). ***Примечание*** – При переходе объекта в предельное состояние его эксплуатация должна быть временно или окончательно прекращена – он выводится из работы в ремонт или снимается с эксплуатации и уничтожается (списывается)

2.10 Критерий предельного состояния

Признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные нормативной и (или) конструкторской (проектной) документацией
(ГОСТ 27.002 – 89)

2.11 Надежность

Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих его способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

Примечание – Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтопригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.
Терминология по надежности в технике распространяется на любые технические объекты – изделия, сооружения и системы, а также их подсистемы, надежность которых должна рассматриваться на этапах проектирования, производства, эксплуатации и ремонта
(ГОСТ 27.002 – 89)

2.12 Безотказность

Свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки
(ГОСТ 27.002 – 89)

2.13 Долговечность

Свойство объекта сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта
(ГОСТ 27.002 – 89)

2.14 Сохраняемость

Свойство объекта сохранять в заданных пределах значения параметров, характеризующих способности объекта выполнять требуемые функции, в течение и после хранения и (или) транспортирования (ГОСТ 27.002 – 89)

2.15 Наработка

Продолжительность или объем работы объекта.

Примечание – Наработка может быть как непрерывной величиной (продолжительность работы в часах, километрах пробега и т.п.), так и целочисленной величиной (число рабочих циклов, запусков и т.п.)
(ГОСТ 27.002 – 89)

2.16 Наработка до отказа

Наработка объекта от начала эксплуатации до возникновения первого отказа (ГОСТ 27.002 – 89)

2.17 Наработка между отказами

Наработка объекта от окончания восстановления его работоспособного состояния после отказа до возникновения следующего отказа (ГОСТ 27.002 – 89)

2.18 Ресурс

Суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние (ГОСТ 27.002 – 89)

2.19	**Срок службы**	Календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после ремонта до его перехода в предельное состояние (ГОСТ 27.002– 89)
2.20	**Остаточный ресурс**	Суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода объекта в предельное состояние (ГОСТ 27.002 – 89)
2.21	**Назначенный ресурс**	Суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния (ГОСТ 27.002 – 89)
2.22	**Назначенный срок службы**	Календарная продолжительность эксплуатации, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния (ГОСТ 27.002 – 89)
2.23	**Отказ**	Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта (ГОСТ 27.002 – 89). ***Примечание*** – Отказ объекта происходит из–за появления в нем дефекта (дефектов) – выхода параметра (характеристики) технического состояния, определяющего работоспособность объекта, за установленные пределы
2.24	**Критерий отказа**	Признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации (ГОСТ 27.002 – 89)
2.25	**Причина отказа**	Явления, процессы, события и состояния, вызвавшие возникновение отказа объекта (ГОСТ 27.002 – 89)
2.26	**Последствия отказа**	Явления, процессы, события и состояния, обусловленные возникновением отказа объекта (ГОСТ 27.002 – 89)
2.27	**Критичность отказа**	Совокупность признаков, характеризующих последствия отказа. ***Примечание*** – Классификация отказов по критичности (например), по уровню прямых и косвенных потерь, связанных с наступлением отказа, или по трудоемкости восстановления после отказа) устанавливается нормативной и (или) конструкторской документацией по согласованию с заказчиком на основании технико–экономических соображений и соображений безопасности. В международных документах по стандартизации (ИСО, МЭК и др.) различают несущественные, существенные, критические и катастрофические отказы. Классификация отказов по последствиям необходима при нормировании надежности (в частности, для обоснованного выбора номенклатуры и численных значений нормируемых показателей надежности), а также при установлении гарантийных обязательств (ГОСТ 27.002 – 89)
2.28	**Независимый отказ**	Отказ, не обусловленный другими отказами (ГОСТ 27.002 – 89)

2.29	**Зависимый отказ**	Отказ, обусловленный другими отказами (ГОСТ 27.002 – 89)
2.30	**Внезапный отказ**	Отказ, характеризующийся скачкообразным изменением значений одного или нескольких параметров объекта (ГОСТ 27.002 – 89)
2.31	**Постепенный отказ**	Отказ, возникающий в результате постепенного изменения значений одного или нескольких параметров объекта (ГОСТ 27.002 – 89)
2.32	**Сбой**	Самоустраняющийся отказ или однократный отказ, устраняемый незначительным вмешательством оператора (ГОСТ 27.002 – 89)
2.33	**Явный отказ**	Отказ, обнаруживаемый визуально или штатными методами и средствами контроля и диагностирования при подготовке объекта к применению или в процессе его применения по назначению (ГОСТ 27.002 – 89)
2.34	**Скрытый отказ**	Отказ, не обнаруживаемый визуально или штатными методами и средствами контроля и диагностирования, но выявляемый при проведении технического обслуживания или специальными методами диагностики (ГОСТ 27.002 – 89)
2.35	**Необслуживаемый объект**	Объект, для которого проведение технического обслуживания не предусмотрено нормативной и (или) конструкторской (проектной) документацией (ГОСТ 27.002 – 89)
2.36	**Обслуживаемый объект**	Объект, для которого проведение технического обслуживания предусмотрено нормативной и (или) конструкторской (проектной) документацией (ГОСТ 27.002 – 89)
2.37	**Невосстанавливаемый объект**	Объект, для которого в рассматриваемой ситуации проведение восстановления работоспособного состояния не предусмотрено нормативной и (или) конструкторской (проектной) документацией (ГОСТ 27.002 – 89)
2.38	**Восстанавливаемый объект**	Объект, для которого в рассматриваемой ситуации проведение восстановления работоспособного состояния предусмотрено нормативной и (или) конструкторской (проектной) документацией (ГОСТ 27.002 – 89)

2.39	**Восстановление**	Процесс перевода объекта в работоспособное состояние из неработоспособного состояния ***Примечание*** – Восстановление работоспособного состояния объекта включает идентификацию отказа (определение его места и характера), замену или ремонт отказавшего компонента, регулирование и контроль технического состояния компонентов объекта и заключительную операцию контроля работоспособности объекта в целом (ГОСТ 27.002 – 89)
2.40	**Неремонтируемый объект**	Объект, ремонт которого невозможен или не предусмотрен нормативной, ремонтной и (или) конструкторской (проектной) документацией (ГОСТ 27.002–89)
2.41	**Ремонтируемый объект**	Объект, ремонт которого возможен и предусмотрен нормативной, ремонтной и (или) конструкторской (проектной) документацией (ГОСТ 27.002 – 89)
2.42	**Ремонтопригодность**	Свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта (ГОСТ 27.002 – 89)
2.43	**Коэффициент готовности**	Вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается (ГОСТ 27.002 – 89)
2.44	**Коэффициент технического использования**	Отношение математического ожидания суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии за некоторый период эксплуатации к математическому ожиданию суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии и простоев, обусловленных техническим обслуживанием и ремонтом за тот же период (ГОСТ 27.002 – 89)

3 . Техническое обслуживание и ремонт

3.1	**Техническое обслуживание (ТО)**	Комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании (ГОСТ 18322 – 78)
3.2	**Ремонт**	Комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделия и восстановлению ресурса изделий или их составных частей (ГОСТ 18322 – 78)
3.3	**Объект ТО (ремонта)**	Изделие, обладающее потребностью в определенных операциях технического обслуживания (ремонта) и приспособленностью к выполнению этих операций

3.4	**Текущий ремонт**	Ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей (ГОСТ 18322 – 78). ***Примечание*** – Для значительной части видов техники текущий ремонт рассматривается как минимальный по объему (малый) ремонт, включающий устранение обнаруженных дефектов изделия путем ремонта отказавших составных частей, замены отдельных (быстроизнашивающихся) деталей и необходимую его регулировку в целях восстановления работоспособности и обеспечения нормальной эксплуатации изделия до очередного планового ремонта
3.5	**Средний ремонт**	Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса изделия с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей, выполняемым в объеме, установленном в нормативной документации. ***Примечание*** – Значение частично восстанавливаемого ресурса устанавливается в нормативной документации (ГОСТ 18322 – 78)
3.6	**Капитальный ремонт**	Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановления ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые. ***Примечание*** – Значение близкого к полному ресурса устанавливается в нормативной документации (ГОСТ 18322 – 78)
3.7	**Периодичность технического обслуживания (ремонта)**	Интервал времени или наработки между данным видом технического обслуживания (ремонта) и последующим таким же видом или другим большей сложности. ***Примечание*** – Под видом технического обслуживания (ремонта) понимают техническое обслуживание (ремонт), выделяемое (выделяемый) по одному из признаков: этапу осуществления, периодичности, объему работ, условиям эксплуатации, регламентации и т.д. (ГОСТ 18332–78)
3.8	**Ремонтный цикл**	Наименьшие повторяющиеся интервалы времени или наработки изделия, в течение которых выполняются в определенной последовательности в соответствии с требованиями нормативно–технической документации все установленные виды ремонта (ГОСТ 18332–78)
3.9	**Регламентированное ТО**	ТО, предусмотренное в нормативной или эксплуатационной документации и выполняемое с периодичностью и в объеме, установленными в ней, независимо от технического состояния изделия в момент начала ТО (ГОСТ 18322 – 78)
3.10	**ТО с периодическим контролем**	ТО, при котором контроль технического состояния выполняется в объеме и с периодичностью, установленными в нормативной или эксплуатационной документации, а объем остальных операций определяется техническим состоянием изделия в момент начала ТО (ГОСТ 18322 – 78)

3.11	**ТО с непрерывным контролем**	ТО, предусмотренное в нормативной или эксплуатационной документации и выполняемое по результатам непрерывного контроля технического состояния изделия (ГОСТ 18322 – 78)
3.12	**Плановый ремонт**	Ремонт, постановка изделий на который осуществляется в соответствии с требованиями нормативной документации (ГОСТ 18322 – 78)
3.13	**Регламентированный ремонт**	Плановый ремонт, выполняемый с периодичностью и в объеме, установленными в эксплуатационной документации, независимо от технического состояния изделия в момент начала ремонта (ГОСТ 18322 – 78)
3.14	**Ремонт по техническому состоянию**	Ремонт, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме установленными в нормативной документации, а объем и момент начала ремонта определяются техническим состоянием изделия (ГОСТ 18322 – 78)
3.15	**Неплановый ремонт**	Ремонт, постановка изделий на который осуществляется без предварительного назначения (ГОСТ 18322 – 78)
3.16	**Текущий ремонт установки**	Ремонт установки, выполняемый для поддержания ее технико–экономических характеристик в заданных пределах с заменой и (или) восстановлением отдельных быстроизнашивающихся составных частей и деталей. ***Примечание*** – Текущий ремонт оборудования (изделия)– по ГОСТ 18322–78
3.17	**Средний ремонт установки**	Ремонт установки, выполняемый для восстановления ее технико–экономических характеристик до заданных значений с заменой и (или) восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры. ***Примечания*** – 1.Значения технико–экономических характеристик установки при среднем ремонте устанавливаются в нормативно–технической документации. 2. Средний ремонт оборудования (изделий) – по ГОСТ 18322–78
3.18	**Капитальный ремонт установки**	Ремонт установки, выполняемый для восстановления ее технико–экономических характеристик до значений, близких к проектным с заменой и (или) восстановлением любых составных частей. ***Примечания*** – 1. Значения технико–экономических характеристик установки при капитальном ремонте устанавливаются в нормативно–технической документации. 2.Капитальный ремонт оборудования (изделий) – по ГОСТ 18322–78
3.19	**Техническое обслуживание тепловых сетей**	Комплекс работ по поддержанию работоспособности или исправности теплосети и ее оборудования
3.20	**Текущий ремонт тепловых сетей**	Ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления гидравлической плотности теплопроводов

3.21	**Капитальный ремонт тепловых сетей**	Ремонт, выполняемый для восстановления исправности тепловой сети и доведения технико–экономических характеристик до значений близких к проектным с заменой и восстановлением ее элементов
3.22	**Техническое обслуживание электрических сетей**	Комплекс операций по поддержанию работоспособности или исправности воздушных ЛЭП 0,38–1500 кВ, трансформаторных подстанций, распределительных пунктов распределительных сетей 0,38–20 кВ или их составных частей
3.23	**Капитальный ремонт электрических сетей**	Ремонт, выполняемый для восстановления первоначальных или близких к первоначальным характеристикам воздушных ЛЭП 0,38–1500 кВ, трансформаторных подстанций, распределительных пунктов распределительных сетей 0,38–20 кВ или их составных частей
3.24	**Техническое обслуживание зданий и сооружений**	Комплекс работ по поддержанию зданий и сооружений в исправном и работоспособном состоянии в межремонтный период
3.25	**Текущий ремонт зданий и сооружений**	Ремонт, предусматривающий выполнение работ по систематическому и своевременному предохранению частей здания или сооружения и инженерного оборудования зданий (сооружений) от преждевременного износа путем устранения мелких повреждений и неисправностей
3.26	**Капитальный ремонт зданий и сооружений**	Ремонт, предусматривающий смену изношенных конструкций и деталей или замену их на более прочные и экономичные за исключением полной замены основных конструкций, срок службы которых в сооружении является наибольшим (каменные и бетонные фундаменты, все виды стен зданий, все виды каркасов стен, подземные коммуникации, опоры мостов и др.)
3.27	**Система технического обслуживания и ремонта техники**	Совокупность взаимосвязанных средств, документации технического обслуживания и ремонта и исполнителей, необходимых для поддержания и восстановления качества изделий, входящих в эту систему (ГОСТ 18322 – 78).
3.28	**Система технического обслуживания и ремонта оборудования электростанций (СТОиРОЭ)**	Совокупность взаимосвязанных средств, документации технического обслуживания и ремонта и исполнителей, необходимых для поддержания и восстановления качества оборудования, установленного на электростанциях и сетях и входящего в эту систему
3.29	**Средства ТОиР**	Средства технологического оснащения и сооружения, предназначенные для выполнения технического обслуживания и ремонта (ГОСТ 18322–78)

3.30	**Технологический документ**	Графический или текстовый документ, который отдельно или в совокупности с другими документами определяет технологический процесс или операцию изготовления или ремонта изделия (составной части изделия) (ГОСТ 3.1109 – 82)
3.31	**Карта измерений**	Технологический документ контроля, предназначенный для регистрации результатов измерения контролируемых параметров с указанием подписей исполнителя операции, руководителя участка и контролирующего лица
3.32	**Необезличенный метод ремонта**	Метод ремонта, при котором сохраняется принадлежность восстанавливаемых составных частей к определенному экземпляру изделия (ГОСТ 18322–78)
3.33	**Обезличенный метод ремонта**	Метод ремонта, при котором не сохраняется принадлежность восстанавливаемых составных частей к определенному экземпляру изделия (ГОСТ 18322–78)
3.34	**Запасная часть**	Составная часть изделия, предназначенная для замены находящейся в эксплуатации такой же части с целью поддержания или восстановления исправности или работоспособности изделия (ГОСТ 18322 – 78)
3.35	**Обменный фонд**	Новые или заранее отремонтированные изделия или их составные части, которые устанавливаются взамен аналогичных, требующих ремонта
3.36	**Централизованный запас**	Запас важнейших запасных частей, находящийся на специально выделенных базах хранения и распределяемый для оперативного проведения ремонтных работ по устранению повреждений оборудования электростанций
3.37	**Агрегатный метод ремонта**	Обезличенный метод ремонта, при котором неисправные агрегаты заменяются новыми или заранее отремонтированными (ГОСТ 18322 – 78)
3.38	**Объем ТО (ремонта)**	Совокупность операций ТО (ремонта) и (или) трудоемкость их выполнения
3.39	**Трудоемкость ТО (ремонта)**	Трудозатраты на проведение одного ТО (ремонта) данного вида (ГОСТ 18322–78)
3.40	**Стоимость ТО (ремонта)**	Стоимость ТО (ремонта) данного вида (ГОСТ 18322–78)
3.41	**Продолжительность ТО (ремонта)**	Календарное время проведения одного ТО (ремонта) данного вида (ГОСТ 18322–78)

3.42	**Специализация производства**	Выделение из множества производственных звеньев изготовления (ремонта) изделия (предприятий, цехов, участков) таких, которые предназначены для выполнения однородных технологических процессов. ***Примечание*** – Признак специализации производства – однородная продукция или однородные технологические процессы. Специализация производства может быть следующих видов: предметной, поузловой, подетальной и технологической
3.43	**Заводской ремонт**	Ремонт транспортабельного изделия или его отдельных составных частей на ремонтных предприятиях (ремонтных заводах) на основе применения передовой технологии и развитой специализации
3.44	**Технологический процесс**	Часть производственного процесса, содержащая целенаправленные действия по изменению и (или) определению состояния предмета труда (ГОСТ 3.1109 – 82)
3.45	**Единичный технологический процесс**	Технологический процесс изготовления или ремонта изделия одного наименования, типоразмера и исполнения, независимо от типа производства (ГОСТ 3.1109 – 82)
3.46	**Типовой технологический процесс**	Технологический процесс изготовления (ремонта) группы изделий с общими конструктивными и технологическими признаками (ГОСТ 3.1109 – 82)
3.47	**Типовое изделие**	Изделие, принадлежащее к группе изделий близкой конструкции, обладающее наибольшим количеством конструктивных и технологических признаков этой группы (ГОСТ 3.1109 – 82)
3.48	**Групповой технологический процесс**	Технологический процесс изготовления (ремонта) группы изделий с разными конструктивными, но общими технологическими признаками (ГОСТ 3.1109 – 82)
3.49	**Технологическая операция**	Законченная часть технологического процесса, выполняемая на одном рабочем месте (ГОСТ 3.1109 – 82)
3.50	**Типовая технологическая операция**	Технологическая операция, характеризуемая единством содержания и последовательности технологических переходов для группы изделий с общими конструктивными и технологическими признаками (ГОСТ 3.1109 – 82)
3.51	**Групповая технологическая операция**	Технологическая операция совместного изготовления (ремонта) группы изделий с разными конструктивными, но общими технологическими признаками (ГОСТ 3.1109–82)
3.52	**Сборка**	Образование соединений составных частей изделия (ГОСТ 3.1109 – 82)

3.53	**Сборочная операция**	Технологическая операция установки и образования соединений составных частей заготовки или изделия (ГОСТ 23887 – 79)
3.54	**Разборка**	Разделение изделия на детали и (или) сборочные единицы (ГОСТ 23887 – 79)
3.55	**Монтаж**	Установка изделия или его составных частей на месте использования (ГОСТ 23887 – 79)
3.56	**Демонтаж**	Снятие изделия или его составной части с места установки (ГОСТ 23887 – 79)
3.57	**Средства технологического оснащения**	Совокупность орудий производства, необходимых для осуществления технологического процесса (ГОСТ 3.1109 – 82)
3.58	**Технологическое оборудование**	Средства технологического оснащения, в которых для выполнения определенной части технологического процесса размещаются материалы или заготовки, средства воздействия на них, а также технологическая оснастка (прессы, станки, печи, гальванические ванны, испытательные стенды и т.д.) (ГОСТ 3.1109 – 82)
3.59	**Технологическая оснастка**	Средства технологического оснащения, дополняющие технологическое оборудование для выполнения определенной части технологического процесса (режущий инструмент, приспособления, штампы, прессформы и т.д.) (ГОСТ 3.1109 – 82)

4. Контроль технического состояния и диагностирование

4.1	**Контроль технического состояния**	1. Определение вида технического состояния изделия (ГОСТ 19919 – 74). 2. Проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени. *Примечание* – Видами технического состояния являются, например, исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное и т.л. в зависимости от значений параметров в данный момент времени (ГОСТ 20911–89)
4.2	**Технический осмотр**	Контроль, осуществляемый в основном при помощи органов чувств и, в случае необходимости, средств контроля, номенклатура которых установлена соответствующей документацией (ГОСТ 16504 – 81)
4.3	**Параметр изделия**	Характеристика изделия, отображающая физическую величину (ГОСТ 19919 – 74)

4.4	**Структурный параметр**	Параметр, непосредственно характеризующий существенное свойство детали или узла изделия (износ, размер детали, зазор, натяг в сопряжении, рабочие характеристики и др.) (ГОСТ 27518 – 87)
4.5	**Определяющий параметр**	Параметр изделия, используемый при контроле для определения вида технического состояния этого изделия (ГОСТ 19919 – 74)
4.6	**Контроль параметра изделия**	Процесс определения соответствия значения параметра изделия установленным требованиям (ГОСТ 19919 – 74)
4.7	**Номинальное значение параметра**	Значение параметра, определяемое его функциональным назначением и служащее началом отсчета отклонений (ГОСТ 19919 – 74)
4.8	**Действительное значение параметра**	Значение параметра, которое измеряется только с определенной погрешностью (ГОСТ 19919 – 74)
4.9	**Измеренное значение параметра**	Значение параметра, установленное в результате его измерения определенным средством контроля (ГОСТ 19919 – 74)
4.10	**Предельно допустимое значение параметра**	Наибольшее или наименьшее значение параметра, которое может иметь работоспособное изделие (ГОСТ 19919 – 74)
4.11	**Допуск параметра**	Разность между верхним и нижним предельно допустимыми значениями параметра (ГОСТ 19919 – 74)
4.12	**Повреждение**	Изменение в процессе эксплуатации значения любого параметра (характеристики) состояния изделия и (или) его составных частей относительно его номинального уровня, определенного в эксплуатационной, ремонтной или нормативной документации, в сторону установленных пределов, при нарушении которых изделие переходит в неисправное или неработоспособное состояние ***Примечание*** – Повреждение может характеризоваться увеличением числа, глубины и площади царапин, вмятин на поверхности составной части, числа и (или) размеров несплошностей в ее материале или ухудшением его механических или изоляционных свойств и др.

4.13 Дефект

1. Каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям (ГОСТ 15467 – 79).
2. Несоответствие значения любого параметра или характеристики состояния изделия установленным требованиям.

Примечания

1. Термин "дефект" применяется при контроле качества изготовления изделий, а также при их ТО и ремонте, в частности, при дефектации и контроле качества отремонтированных изделий. При этом "дефект" при изготовлении означает несоответствие значения параметра состояния изделия требованиям на изготовление, вызываемое, например, нарушением технологии или ее недостатками, а "дефект" при ремонте – это, в первую очередь, выход фактического значения параметра состояния изделия за установленные пределы, имеющие в основе критерии его отказа и "предельного состояния", вызванный изнашиванием и старением изделия. Иными словами, **"дефект" при ремонте – это накопленное повреждение.**
2. Термин "дефект" связан с терминами "неисправность" и "отказ", но не является их синонимом.

Находясь в неисправном состоянии, изделие имеет один или несколько дефектов.

Отказ изделия может произойти в результате появления в нем одного или нескольких дефектов, но в том случае, когда вышедший за установленный предел параметр (характеристика) состояния является определяющим для работоспособности изделия

4.14 Явный дефект

Дефект, для выявления которого в нормативной документации, обязательной для данного вида контроля, предусмотрены соответствующие правила, методы и средства (ГОСТ 15467 – 79)

4.15 Скрытый дефект

Дефект, для выявления которого в нормативной документации, обязательной для данного вида контроля, не предусмотрены соответствующие правила, методы и средства (ГОСТ 15467 – 79)

4.16 Малозначительный дефект

Дефект, который существенно не влияет на использование продукции по назначению и ее долговечность (ГОСТ 15467 – 79)

4.17 Значительный дефект

Дефект, который существенно влияет на использование продукции по назначению и (или) на ее долговечность, но не является критическим (ГОСТ 15467 – 79)

4.18 Критический дефект

Дефект, при наличии которого использование продукции по назначению практически невозможно или недопустимо (ГОСТ 15467 – 79)

4.19 Устранимый дефект

Дефект, устранение которого технически возможно и экономически целесообразно (ГОСТ 15467 – 79)

4.20 Неустранимый дефект

Дефект, устранение которого технически невозможно или экономически нецелесообразно (ГОСТ 15467 – 79)

4.21	**Техническое диагностирование** *Диагностирование*	Определение технического состояния объекта. *Примечания* 1. Задачами технического диагностирования являются: контроль технического состояния; поиск места и определение причин отказа (неисправности); прогнозирование технического состояния. 2. Термин "Техническое диагностирование" применяют в наименованиях и определениях понятий, когда решаемые задачи технического диагностирования равнозначны или основной задачей является поиск места и определение причин отказа (неисправности). Термин "Контроль технического состояния" применяется, когда основной задачей технического диагностирования является определение вида технического состояния (ГОСТ 20911 – 89)
4.22	**Объект технического диагностирования (контроля технического состояния)**	Изделие и (или) его составные части, подлежащие (подвергаемые) диагностированию (контролю) (ГОСТ 20911 – 89)
4.23	**Диагностическое обеспечение**	Комплекс взаимоувязанных диагностических параметров, методов, правил, средств технического диагностирования, указанных в технической документации, необходимых для осуществления диагностирования изделия (ГОСТ 27518 – 87)
4.24	**Прогнозирование технического состояния**	Процесс определения технического состояния изделия на предстоящий интервал времени. ***Примечание*** – При необходимости целью прогнозирования может быть также определение интервала времени, в течение которого изделие сохранит состояние, в котором оно находится в данный момент (ГОСТ 19919 – 74)
4.25	**Диагностический (контролируемый) параметр**	Параметр объекта, используемый при его диагностировании (контроле) (ГОСТ 20911 – 89)
4.26	**Поиск места отказа**	Определение части изделия, отказ которой вызвал неработоспособность этого изделия (ГОСТ 19919 – 74)
4.27	**Глубина поиска места отказа (неисправности)**	Характеристика, задаваемая указанием составной части объекта, с точностью до которой определяется место отказа (неисправности) (ГОСТ 20911– 89)

5. Обеспечение качества

5.1	**Управление качеством продукции**	Действия, осуществляемые при создании и эксплуатации или потреблении продукции в целях установления, обеспечения и поддержания необходимого уровня ее качества (ГОСТ 15467 – 79)

5.2	**Система управления качеством продукции**	Совокупность управляющих органов и объектов управления, взаимодействующих с помощью материально–технических и информационных средств при управлении качеством продукции (ГОСТ 15467 – 79)
5.3	**Объект управления**	Часть системы управления качеством, на которой реализуются управляющие воздействия (ГОСТ 15467 – 79)
5.4	**Управляющий орган**	Часть системы управления качеством продукции, вырабатывающая управляющие воздействия (ГОСТ 15467 – 79)
5.5	**Свойство продукции**	Объективная особенность продукции, которая может проявляться при ее создании, эксплуатации или потреблении (ГОСТ 15467 – 79)
5.6	**Признак продукции**	Качественная или количественная характеристика любых свойств или состояний продукции (ГОСТ 15467 – 79)
5.7	**Параметр продукции**	Признак продукции, количественно характеризующий любые ее свойства или состояния (ГОСТ 15467 – 79)
5.8	**Качество продукции**	Совокупность свойств продукции, обусловливающих ее пригодность удовлетворять определенные потребности в соответствии с ее назначением (ГОСТ 15467 – 79)
5.9	**Контроль качества продукции**	Контроль количественных и (или) качественных характеристик свойств продукции (ГОСТ 16504–81)
5.10	**Показатель качества продукции**	Количественная характеристика одного или нескольких свойств продукции, входящих в ее качество, рассматриваемая применительно к определенным условиям создания и эксплуатации или потребления (ГОСТ 15467 – 79)
5.11	**Определяющий показатель качества продукции**	Показатель качества продукции, по которому принимают решение оценивать ее качество (ГОСТ 15467 – 79)
5.12	**Регламентированное значение показателя качества продукции**	Значение показателя качества продукции, установленное нормативной документацией (ГОСТ 15467 – 79)
5.13	**Номинальное значение показателя качества продукции**	Регламентированное значение показателя качества продукции, от которого отсчитывается допускаемое отклонение (ГОСТ 15467 – 79)
5.14	**Предельное значение показателя качества продукции**	Наибольшее или наименьшее регламентированное значение показателя качества продукции (ГОСТ 15467 – 79)

5.15	**Допускаемое отклонение показателя качества продукции**	Отклонение фактического значения показателя качества продукции от номинального значения, находящееся в пределах, установленных нормативной документацией (ГОСТ 15467 – 79)
5.16	**Уровень качества продукции**	Относительная характеристика качества продукции, основанная на сравнении значений показателей качества оцениваемой продукции с базовыми значениями соответствующих показателей (ГОСТ 15467 – 79)
5.17	**Гарантийный срок эксплуатации**	Интервал времени эксплуатации, в течение которого действуют гарантийные обязательства. ***Примечание*** –Гарантийный срок эксплуатации устанавливается для продукции, предназначенной для длительного использования, исчисляется со дня ввода продукции в эксплуатацию или со дня приемки продукции потребителем или получателем (Р50–605–80–93)
5.18	**Гарантийные обязательства**	Обязательства поставщика или подрядчика перед заказчиком или потребителем гарантировать в течение установленного срока и (или) наработки соответствие качества поставляемой продукции или проведенных работ установленным требованиям и безвозмездно устранять дефекты, выявляемые в этот период, или заменять дефектную продукцию при соблюдении заказчиком или потребителем установленных требований к эксплуатации, включая хранение, транспортирование, монтаж и использование продукции (Р50 – 605 – 80 – 93)
5.19	**Технический контроль**	Проверка соответствия объекта установленным техническим требованиям (ГОСТ 16504 – 81)
5.20	**Объект технического контроля**	Подвергаемая контролю продукция, процессы ее создания, применения, транспортирования, хранения, технического обслуживания и ремонта, а также соответствующая техническая документация (ГОСТ 16504 – 81)
5.21	**Вид контроля**	Классификационная группировка контроля (испытаний) по определенному признаку (ГОСТ 16504 – 81)
5.22	**Объем контроля**	Количество объектов и совокупность контролируемых признаков, устанавливаемых для проведения контроля (ГОСТ 16504 – 81)
5.23	**Метод контроля**	Правила применения определенных принципов и средств контроля (ГОСТ 16504 – 81)
5.24	**Метод разрушающего контроля**	Метод контроля, при котором может быть нарушена пригодность объекта к применению (ГОСТ 16504 – 81)
5.25	**Метод неразрушающего контроля**	Метод контроля, при котором не должна быть нарушена пригодность объекта к применению (ГОСТ 16504 – 81)

5.26	**Средство контроля**	Техническое средство, вещество и (или) материал для проведения контроля (ГОСТ 16504 – 81)
5.27	**Система контроля (испытаний)**	Совокупность средств контроля (испытаний), исполнителей и определенных объектов контроля (испытаний), взаимодействующих по правилам, установленным соответствующей нормативной документацией (ГОСТ 16504 – 81)
5.28	**Входной контроль**	Контроль продукции поставщика, поступившей к потребителю или заказчику, и предназначенной для использования при изготовлении, ремонте или эксплуатации продукции (ГОСТ 16504 – 81)
5.29	**Операционный контроль**	Контроль продукции или процесса во время выполнения или после завершения технологической операции (ГОСТ 16504 – 81)
5.30	**Приемочный контроль**	Контроль продукции, по результатам которого принимается решение о ее пригодности к поставкам и (или) использованию (ГОСТ 16504 – 81)
5.31	**Эксплуатационный контроль**	Контроль, осуществляемый на стадии эксплуатации продукции (ГОСТ 16504 – 81) ***Примечание*** **–** Объектами эксплуатационного контроля могут быть изделия (как правило, единичного и мелкосерийного производства), качество которых должно быть подтверждено в процессе эксплуатации
5.32	**Органолептический контроль**	Контроль, при котором первичная информация воспринимается органами чувств (ГОСТ 16504 – 81)
5.33	**Визуальный контроль**	Органолептический контроль, осуществляемый органами зрения (ГОСТ 16504 – 81)
5.34	**Измерительный контроль**	Контроль, осуществляемый с применением средств измерений (ГОСТ 16504 – 81)
5.35	**Испытания**	Экспериментальное определение количественных и (или) качественных характеристик свойств объекта испытаний как результата воздействия на него при его функционировании, при моделировании объекта и (или) воздействий (ГОСТ 16504– 81)
5.36	**Объект испытаний**	Продукция, подвергаемая испытаниям (ГОСТ 16504 – 81)
5.37	**Вид испытаний**	Классификационная группировка испытаний по определенному признаку (ГОСТ 16504 – 81)
5.38	**Объем испытаний**	Характеристика испытаний, определяемая количеством объектов и видов испытаний, а также суммарной продолжительностью испытаний (ГОСТ 16504 – 81)

5.39	**Условия испытаний**	Совокупность воздействующих факторов и (или) режимов функционирования объекта при испытаниях (ГОСТ 16504 – 81)
5.40	**Категория испытаний**	Вид испытаний, характеризуемый организационным признаком их проведения и принятием решений по результатам оценки объекта в целом (ГОСТ 16504 – 81)
5.41	**Программа испытаний**	Организационно–методический документ, обязательный к выполнению, устанавливающий объект и цели испытаний, виды, последовательность и объем проводимых экспериментов, порядок, условия, место и сроки проведения испытаний, обеспечение и отчетность по ним, а также ответственность за обеспечение и проведение испытаний (ГОСТ 16504 – 81)
5.42	**Методика испытаний**	Организационно–методический документ, обязательный к выполнению, включающий метод испытаний, средства и условия испытаний, отбор проб, алгоритмы выполнения операций по определению одной или нескольких взаимосвязанных характеристик свойств объекта, формы представления данных и оценивания точности, достоверности результатов, требования техники безопасности и охраны окружающей среды (ГОСТ 16504 – 81)
5.43	**Данные испытаний**	Регистрируемые при испытаниях значения характеристик свойств объекта и (или) условий испытаний, наработок, а также других параметров, являющихся исходными для последующей обработки (ГОСТ 16504 – 81)
5.44	**Результат испытаний**	Оценка соответствия объекта заданным требованиям путем обработки и анализа данных испытаний (ГОСТ 16504 – 81)
5.45	**Точность результатов испытаний**	Свойство испытаний, характеризуемое близостью результатов испытаний к действительным значениям характеристик объекта в определенных условиях испытаний (ГОСТ16504 – 81)
5.46	**Протокол испытаний**	Документ, содержащий необходимые сведения об объекте испытаний, применяемых методах, средствах и условиях испытаний, результаты испытаний, а также заключение по результатам испытаний, оформленный в установленном порядке (ГОСТ 16504 – 81)
5.47	**Контрольные испытания**	Испытания, проводимые для контроля качества объекта (ГОСТ 16504 – 81)
5.48	**Приемо – сдаточные испытания**	Контрольные испытания продукции при приемочном контроле (ГОСТ 16504 – 81)
5.49	**Эксплуатационные испытания**	Испытания объекта, проводимые при эксплуатации. ***Примечание*** – Одним из основных видов эксплуатационных испытаний является опытная эксплуатация. К эксплуатационным испытаниям может быть в некоторых случаях отнесена также подконтрольная эксплуатация (ГОСТ 16504 – 81)

Таблица 1.1 – Алфавитный указатель терминов

Термин	Номер термина
Агрегат	1.6
Агрегатный метод ремонта	3.37
Базовая сборочная единица (деталь)	1.4
Безотказность	2.12
Вид изделия	1.17
Вид испытаний	5.37
Вид контроля	5.21
Вид технического состояния	2.2
Визуальный контроль	5.33
Внезапный отказ	2.30
Восстанавливаемый объект	2.38
Восстановление	2.39
Входной контроль	5.28
Гарантийные обязательства	5.18
Гарантийный срок эксплуатации	5.17
Глубина поиска места отказа (неисправности)	4.27
Головной образец изделия	1.43
Групповая технологическая операция	3.51
Групповой технологический процесс	3.48
Данные испытаний	5.43
Действительное значение параметра	4.8
Демонтаж	3.56
Деталь	1.2
Дефект	4.13
Диагностический (контролируемый) параметр	4.25
Диагностическое обеспечение	4.23
Долговечность	2.13
Допуск параметра	4.11
Допускаемое отклонение показателя качества продукции	5.15
Единичный технологический процесс	3.45
Жизненный цикл продукции (изделия)	1.27
Зависимый отказ	2.29
Заводской ремонт	3.43
Запасная часть	3.34
Значительный дефект	4.17
Изделие	1.1
Измеренное значение параметра	4.9
Измерительный контроль	5.34
Информационная технология	1.50
Исправное состояние	2.5
Исправность	
Испытания	5.35
Капитальный ремонт	3.6
Капитальный ремонт зданий и сооружений	3.26
Капитальный ремонт тепловых сетей	3.21
Капитальный ремонт установки	3.18
Капитальный ремонт электрических сетей	3.23
Карта измерений	3.31

Термин	Номер термина
Категория испытаний	5.40
Качество продукции	5.8
Комплекс	1.8
Комплект	1.9
Комплектующее изделие	1.12
Конструкторские документы	1.30
Контроль качества продукции	5.9
Контроль параметра изделия	4.6
Контроль технического состояния	4.1
Контрольные испытания	5.47
Котельная установка	1.21
Коэффициент готовности	2.43
Коэффициент технического использования	2.44
Критерий отказа	2.24
Критерий предельного состояния	2.10
Критический дефект	4.18
Критичность отказа	2.27
Малозначительный дефект	4.16
Метод контроля	5.23
Метод неразрушающего контроля	5.25
Метод разрушающего контроля	5.24
Методика испытаний	5.42
Модернизация действующего оборудования (модернизация)	1.26
Модификация изделия	1.15
Монтаж	3.55
Надежность	2.11
Назначенный ресурс	2.21
Назначенный срок службы	2.22
Наработка	2.15
Наработка до отказа	2.16
Наработка между отказами	2.17
Насосная установка	1.25
Насосный агрегат	1.24
Невосстанавливаемый объект	2.37
Независимый отказ	2.28
Неисправное состояние	2.6
Неисправность	
Необезличенный метод ремонта	3.32
Необслуживаемый объект	2.35
Неплановый ремонт	3.15
Неработоспособное состояние	2.8
Неработоспособность	
Неремонтируемый объект	2.40
Неустранимый дефект	4.20
Номинальное значение параметра	4.7
Номинальное значение показателя качества продукции	5.13
Нормальная эксплуатация	1.46
Нормативный документ	1.47
Обезличенный метод ремонта	3.33
Обменный фонд	3.35

Термин	Номер термина
Оборудование	1.18
Оборудование установки	1.20
Обслуживаемый объект	2.36
Объект испытаний	5.36
Объект стандартизации	1.49
Объект технического диагностирования	4.22
Объект технического контроля	5.20
Объект ТО (ремонта)	3.3
Объект управления	5.3
Объем испытаний	5.38
Объем контроля	5.22
Объем ТО (ремонта)	3.38
Операционный контроль	5.29
Определяющий параметр	4.5
Определяющий показатель качества продукции	5.11
Опытный образец изделия	1.42
Органолептический контроль	5.32
Основной конструкторский документ	1.31
Остаточный ресурс	2.20
Отказ	2.23
Параметр изделия	4.3
Параметр продукции	5.7
Параметр технического состояния	2.4
Паротурбинная установка	1.23
Паротурбинный агрегат	1.22
Паспорт изделия	1.35
Периодичность технического обслуживания (ремонта)	3.7
Плановый ремонт	3.12
Повреждение	4.12
Подконтрольная эксплуатация	1.45
Поиск места отказа	4.26
Показатель качества продукции	5.10
Полуфабрикат	1.10
Последствия отказа	2.26
Постепенный отказ	2.31
Предельно допустимое значение параметра	4.10
Предельное значение показателя качества продукции	5.14
Предельное состояние	2.9
Приемо – сдаточные испытания	5.48
Приемочный контроль	5.30
Признак продукции	5.6
Признак технического состояния	2.3
Причина отказа	2.25
Прогнозирование технического состояния	4.24
Программа испытаний	5.41
Продолжительность ТО (ремонта)	3.41
Протокол испытаний	5.46
Работоспособное состояние	2.7
Работоспособность	
Рабочая конструкторская документация	1.32

Термин	Номер термина
Разборка	3.54
Регламентированное значение показателя качества продукции	5.12
Регламентированное ТО	3.9
Регламентированный ремонт	3.13
Результат испытаний	5.44
Ремонт	3.2
Ремонт по техническому состоянию	3.14
Ремонтируемый объект	2.41
Ремонтные документы	1.37
Ремонтный цикл	3.8
Ремонтопригодность	2.42
Ресурс	2.18
Руководство по капитальному ремонту	1.39
Сбой	2.32
Сборка	3.52
Сборочная единица	1.3
Сборочная операция	3.53
Свойство продукции	5.5
Система контроля (испытаний)	5.27
Система технического обслуживания и ремонта оборудования электростанций (СТОиРОЭ)	3.28
Система технического обслуживания и ремонта техники	3.27
Система управления качеством продукции	5.2
Скрытый дефект	4.15
Скрытый отказ	2.34
Составная часть изделия	1.7
Сохраняемость	2.14
Специализация производства	3.42
Средний ремонт	3.5
Средний ремонт установки	3.17
Средства технологического оснащения	3.57
Средства ТОиР	3.29
Средство контроля	5.26
Срок службы	2.19
Стадия жизненного цикла продукции (изделия)	1.28
Стандарт	1.48
Стандартное изделие	1.13
Стоимость ТО (ремонта)	3.40
Структурный параметр	4.4
Текущий ремонт тепловых сетей	3.20
Текущий ремонт	3.4
Текущий ремонт зданий и сооружений	3.25
Текущий ремонт установки	3.16
Техническая документация	1.29
Технические условия	1.41
Технические условия на капитальный ремонт	1.38
Технический контроль	5.19
Технический осмотр	4.2
Техническое диагностирование	4.21
Техническое обслуживание (ТО)	3.1

Термин	Номер термина
Техническое обслуживание зданий и сооружений	3.24
Техническое обслуживание тепловых сетей	3.19
Техническое обслуживание электрических сетей	3.22
Техническое состояние	2.1
Технологическая операция	3.49
Технологическая оснастка	3.59
Технологический документ	3.30
Технологический процесс	3.44
Технологическое оборудование	3.58
Тип изделия	1.16
Типовая технологическая операция	3.50
Типовое изделие	3.47
Типовой технологический процесс	3.46
ТО с непрерывным контролем	3.11
ТО с периодическим контролем	3.10
Точность результатов испытаний	5.45
Трудоемкость ТО (ремонта)	3.39
Узел	1.5
Унифицированное изделие	1.14
Управление качеством продукции	5.1
Управляющий орган	5.4
Уровень качества продукции	5.16
Условия испытаний	5.39
Установка	1.19
Устранимый дефект	4.19
Формуляр изделия	1.34
Централизованный запас	3.36
Чертежи ремонтные	1.40
Эксплуатационные документы	1.33
Эксплуатационные испытания	5.49
Эксплуатационный контроль	5.31
Эксплуатация	1.44
Этикетка изделия	1.36
Явный дефект	4.14
Явный отказ	2.33

Приложение 2
(рекомендуемое)

Основные функции отдела планирования и подготовки ремонта

Отдел планирования и подготовки ремонта (ОППР) выполняет организационно-техническую подготовку технического обслуживания и ремонта (ТОиР) на электростанции для планомерного и эффективного проведения работ, рационального использования финансовых, материальных и трудовых ресурсов, обеспечения качества отремонтированного оборудования, зданий и сооружений.

Основными функциями ОППР являются:

- организационное обеспечение финансирования ТОиР;
- обеспечение и контроль качества ТОиР;
- планирование ТОиР;
- материально-техническое обеспечение ТОиР;
- конструкторско-технологическое обеспечение ТОиР;
- организация и координация деятельности исполнителей ТОиР;
- организация использования программного обеспечения автоматизированных систем управления ТОиР, ведение делопроизводства и отчетности ОППР.

В зависимости от конкретных условий и организационной структуры электростанции функции ОППР могут быть дополнены или конкретизированы.

Деятельность ОППР при выполнении основных функций предусматривает решение задач, перечисленных ниже и сгруппированных по каждой из функций.

1. Организационное обеспечение финансирования ТОиР
включает решение следующих задач:

- организация и участие в разработке нормативов затрат на ремонт по отдельным группам или видам оборудования, зданий и сооружений;

- организация формирования и распределения величины затрат на ремонт по отдельным группам или видам оборудования, зданий и сооружений с созданием финансовых резервов на уровне электростанции;

- разработка смет на выполнение работ собственным ремонтным персоналом и подрядными организациями;

- подготовка комплекта обосновывающих документов, осуществление защиты и утверждения в установленном порядке величины ремонтной составляющей тарифа;

- организация контроля и учета использования финансовых затрат на ТОиР по всем направлениям деятельности, включая и использование созданных резервов;

- ведение базы данных по использованию финансовых затрат на ТОиР и на основе их анализа подготовка рекомендаций по рациональному распределению и эффективному использованию, а также по стимулированию за снижение финансовых затрат на ТОиР;

- участие в разработке местных норм оплаты труда ремонтного персонала.

2. Планирование ТОиР

включает решение следующих задач:

- разработка и формирование сводного перспективного плана ремонта оборудования, зданий и сооружений в целом по электростанции, а также перспективного плана ремонта отдельных групп или видов оборудования;

- определение совместно с планово-экономическим отделом суммарных объемов потребности финансовых, материальных и трудовых ресурсов для выполнения ремонта, предусматриваемого сводным перспективным планом в целом по электростанции и перспективным планом по отдельным группам или видам оборудования, зданий и сооружений;

- доработка совместно с планово-экономическим отделом сводного перспективного плана ремонта сбалансированного по финансовым, материальным и трудовым ресурсам в целом по электростанции и перспективного плана по отдельным группам или видам оборудования, зданий и сооружений;

- разработка и формирование годового плана ремонта оборудования, зданий и сооружений в целом по электростанции;

- разработка и формирование годового плана ремонта по отдельным группам или видам оборудования, в том числе графика ремонта оборудования, ремонтируемого без остановки энергоблока;

- распределение объема ремонта по организациям-исполнителям и согласование с ними объемов и сроков выполнения работ;

- организация проведения конкурсных торгов и заключения договоров с подрядными организациями на проведение ремонтных работ;

- разработка месячных планов и графиков ремонта по отдельным группам или видам оборудования;

- обеспечение непрерывности процесса планирования, организационно-технической подготовки и выполнения ТОиР;

- разработка и формирование годового плана подготовки к ремонтам в целом по электростанции;

- разработка планов подготовки к ремонту энергоблоков или энергоустановок;

- оформление акта готовности электростанции к проведению ремонта энергоблока или энергоустановки;

- организация и участие совместно с производственными подразделениями (цехами, участками) в проведении предремонтных испытаний, определение фактического технического состояния оборудования и составление ведомости дефектов;

- разработка и формирование ведомостей объемов работ на капитальный и средний ремонт энергоблоков или энергоустановок;

- разработка сетевых графиков ремонта;

-организация расчета, обоснования и согласования в необходимых случаях сверхплановой продолжительности ремонта;

- разработка мероприятий по выполнению дополнительного объема работ, выявленного в процессе ремонта, и их согласование;

- ведение базы данных о выполненных ремонтных работах и использованных ресурсах, сопоставление результатов ремонтных воздействий с понесенными затратами;

- ведение статистического учета объемов и периодичности ремонта, повреждаемости оборудования и его составных частей, зданий и сооружений, причин ремонта, повторяемости дефектов, ресурсов работы и т.д.;

-организация и участие в разработке нормативов планово-предупредительного ремонта на энергоблок, энергоустановку и оборудование установки, включая объемы, периодичность и продолжительность ремонта;

- организация и участие в разработке нормативно-технических документов по ремонту конкретных видов оборудования с учетом его технического состояния.

3. Обеспечение и контроль качества ТОиР

включает решение следующих задач:

- организация и обобщение предложений по организационно-техническим мероприятиям, включаемым в перспективный, годовой и конкретный планы подготовки к ремонту;

- контроль наличия и качества комплектов ремонтных, конструкторских и технологических документов по видам оборудования, зданий и сооружений;

- контроль договоров с ремонтными предприятиями в части установления особых условий по оценке качества и по гарантийным обязательствам;

- организация и непосредственное участие во входном контроле запасных частей и материалов, используемых при ремонте;

- установление в наряд-заказах, предписаниях на выполнение ремонтных работ требований к качеству их выполнения и к качеству отремонтированного

оборудования и его составных частей, зданий и сооружений, соблюдение требований НТД, технологической и конструкторской документации;

- определение по результатам дефектации с учетом предремонтных эксплуатационных испытаний необходимости выполнения запланированных и дополнительных ремонтных работ;

- проведение оперативного контроля качества выполняемых ремонтных работ;

- контроль соответствия отремонтированных составных частей оборудования, зданий и сооружений требованиям НТД и конструкторской документации;

- проверка соблюдения технологической дисциплины (выполнение требований технологической документации);

- контроль за составлением организационно-технических документов (протоколов, актов, ведомостей, карт контроля и измерений и др.) по результатам приемки и опробования в процессе ремонта. Участие в работе комиссий по приемке оборудования и установок из ремонта;

- рассмотрение и анализ полноты и правильности информации в документации, составленной в процессе ремонта и предъявляемой приемочной комиссии;

- контроль и анализ результатов испытаний и приемки с целью установления оценки качества отремонтированного оборудования;

- контроль и анализ выполнения предприятиями-исполнителями ремонта основных и дополнительных требований, определяющих качество выполненных ремонтных работ, с целью установления оценки качества;

- контроль результатов подконтрольной эксплуатации оборудования для установления окончательных оценок качества отремонтированного оборудования и качества выполненных ремонтных работ;

- контроль полноты и правильности информации в отчетных документах по выполненному ремонту;

- учет и участие в расследовании причин аварий и отказов;

- рекламационная работа с поставщиками оборудования, материалов и ремонтными предприятиями;

- участие в контроле технического состояния оборудования, зданий и сооружений, в проведении необходимых испытаний;

- анализ результатов эксплуатационных испытаний и диагностических параметров, организация и участие в разработке предложений по повышению надежности оборудования, зданий и сооружений, определению необходимых объемов ремонта;

- организация и участие в разработке регламентов ТОиР конкретных видов энергооборудования;

- формирование и совершенствование процессов и схем организации производства ремонтных работ;

- организация и участие в разработке методик испытания оборудования, программ вывода его в ремонт и вводов в эксплуатацию;

- планирование, организация и участие в проведении освидетельствования механизмов и оборудования, подведомственных Госгортехнадзору;

- планирование и контроль своевременности выполнения предписаний органов Государственного надзора, Департамента генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей РАО «ЕЭС России», приказов и циркуляров, писем заводов-изготовителей и т.д.;

- контроль выполнения производителями ремонтных работ графика ремонта энергоблока, энергоустановок, отдельных видов оборудования, зданий и сооружений.

4.Материально-техническое обеспечение ТОиР

включает решение следующих задач:

- организация и участие в разработке:

- норм расхода на ремонт материалов и запасных частей;

- нормокомплектов технологической оснастки и инструмента;

- номенклатуры и объемов обменного фонда оборудования и отдельных составных частей и деталей;

- норм аварийного (неснижаемого) запаса материалов;

- автоматизированной системы складского учета материальных ценностей;

- составление ежегодных заявок на оборудование, запасные части и материалы, необходимые для проведения ремонта по отдельным группам или видам оборудования;

- составление сводных в целом по электростанции ежегодных заявок на оборудование, запасные части, материалы, технологическую оснастку и инструмент;

- организация проведения конкурсных торгов и заключения договоров с предприятиями- поставщиками оборудования, запасных частей, материалов, технологической оснастки и инструмента, согласование условий и сроков их поставки;

- контроль выполнения договоров по поставке оборудования, запасных частей, материалов, технологической оснастки и инструмента;

- производство приемки на склад поступающих оборудования, запасных частей, материалов, технологической оснастки и инструмента, контроль их соответствия техническим требованиям, условиям договора, сертификатам;

- контроль условий и правильности хранения оборудования, запасных частей, материалов, технологической оснастки и инструмента на складе;

- производство систематического учета наличия и расходования оборудования, запасных частей, материалов, технологической оснастки и инструмента;

- организация передачи на склад использованного оборудования, запасных частей, технологической оснастки и инструмента, принятие решения по их дальнейшему использованию (восстановление, списание);

- организация и контроль своевременности выдачи материалов, запасных частей, спецоснастки, специнструмента, оборудования, требуемых для выполнения планируемых ремонтных работ, со складов электростанции.

5.Конструкторско-технологическое обеспечение ТОиР

включает решение следующих задач:

- ведение перечня и фонда ГОСТ, ОСТ, ТУ и руководящих документов;

- разработка конструкторской документации на изготовление ремонтной оснастки, инструмента, запасных частей, узлов и деталей оборудования и т.д., согласно действующих ГОСТ, ОСТ и другой НТД;

- своевременное внесение изменений в конструкторскую документацию после ремонта или модернизации оборудования;

- разработка технологической документации на ремонт оборудования, проектов производства ремонтных работ, ремонтных формуляров или технологических карт контроля и измерений, планов размещения габаритных узлов ремонтируемого оборудования на ремонтных площадках, схем грузопотоков и т.д.;

- осуществление авторского сопровождения за проведением ремонтных работ по технологиям, разработанным ОППР;

- организация заключения договоров с проектными, научными, конструкторско-технологическими организациями на разработку необходимой технической документации, относящейся к подготовке и производству ремонта, контроль исполнения договоров и согласование разработанной документации;

- учет и хранение подлинников, копирование, размножение и обеспечение производителей ремонтных работ технической и организационной документацией.

6.Организация и координация деятельности исполнителей ТОиР включает решение следующих задач:

- создание и организация использования в ремонтной деятельности минимально необходимого и достаточного документооборота, обязательного для применения как собственным ремонтным персоналом электростанции, так и привлекаемыми к выполнению ремонтных работ подрядными организациями;

- распределение планируемых ремонтных работ по исполнителям на основе требований нарядов, предписаний;

- организация получения со склада электростанции материалов и запасных частей, требуемых для выполнения планируемых ремонтных работ;

- организация перевода ремонтного персонала от одного вида ремонтных работ на другие, комплектование бригад не от вида оборудования, а от номенклатуры и объемов требований, нарядов и предписаний, срочности их выполнения;

- ведение таблицы расписания работ по каждому исполнителю, контроль степени исполнения (законченности) ремонтных работ и плановых сроков их выполнения.

7.Организация разработки и использования программного обеспечения автоматизированных систем управления ТОиР, ведение делопроизводства и отчетности ОППР

включает решение следующих задач:

- организация обследования и анализа состава и содержания автоматизируемых функций информационного сопровождения процесса ТОиР, объектов учета, паспортизация объектов учета;

- организация и формирование технических требований к разработке (локализации, адаптации, настройке) программно-математического обеспечения, необходимого для решения задач и нормального функционирования всей автоматизированной системы организации и управления ТОиР электростанции;

- обеспечение автоматизированных связей с другими подразделениями электростанции, управляющими и генерирующими компаниями, другими вышестоящими организациями;

- организация эксплуатации и технического обслуживания информационных технологий управления ТОиР, компьютерной техники отдела;

- организация и ведение делопроизводства и отчетности отдела.

Приложение 3
(рекомендуемое)

ФИНАНСИРОВАНИЕ РЕМОНТА И СМЕТНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

1. Финансирование ремонта осуществляется путем включения расходов на все виды ремонтов и технического обслуживания основных производственных фондов энергопредприятий в состав затрат на производство и реализацию электрической и тепловой энергии.

2. Генерирующие, управляющие компании совместно с энергопредприятиями планируют затраты на все виды ремонтов производственных основных фондов за счет себестоимости электрической и тепловой энергии.

В соответствии с главой 25 части II Налогового Кодекса Российской Федерации затраты на проведение всех видов ремонтов основных производственных фондов включаются в себестоимость продукции (работ, услуг) по соответствующим элементам затрат (материальным затратам, затратам на оплату труда и другим).

3. За счет средств, выделяемых на ремонт, финансируются затраты по поддержанию основных производственных фондов в исправном состоянии, в том числе:

- расходы на техническое обслуживание, проведение текущего, среднего и капитального ремонтов, включая затраты на демонтаж и монтаж ремонтируемого оборудования и транспортировку объектов ремонта;

- расходы по подготовке к ремонту и другие мероприятия, связанные с производством ремонта, включая затраты по разработке необходимой для ремонта технической документации, проведению испытаний и наладке оборудования;

- расходы по приобретению необходимых для ремонта запасных частей и материалов, инструмента и приспособлений и других средств и предметов тру-

да, включая затраты по проведению их входного контроля, а также транспортно–заготовительные расходы.

4. Величина ремонтных затрат на планируемый год устанавливается с разбивкой по кварталам на основе годовых планов технического обслуживания и ремонта основных фондов энергопредприятия и сроков проведения ремонтов.

Размер ремонтных затрат генерирующей, управляющей компании определяется как сумма ремонтных затрат энергопредприятий, входящих в ее состав.

Планирование ремонтных затрат целесообразно осуществлять в автоматизированном режиме (например, в среде АС «Энергоремонт»).

5. Величина ремонтных затрат при формировании и утверждении тарифов на электрическую и тепловую энергию на планируемый период должна быть рассмотрена, согласована и утверждена Федеральной энергетической комиссией (ФЭК) или Региональной энергетической комиссией (РЭК) в установленном порядке в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 02.04.02 № 226 "О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии", согласно которому при определении включаемых в регулируемые тарифы (цены) расходов на проведение ремонтных работ необходимо руководствоваться:

-нормативами расходов на ремонт основных производственных фондов (с учетом их обоснованной индексации), утвержденными уполномоченными органами по согласованию с Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации;

-при проведении расчетов цен на сырье, материалы, работы и услуги производственного характера, топливо для технических целей и на услуги по его перевозке, а также на иные товары и услуги необходимо применять:

1) регулируемые государством тарифы (цены);

2) цены, установленные на основании договоров, заключенных в соответствии с правилами закупок (конкурсов, торгов);

3) официально опубликованные прогнозные рыночные цены и тарифы, установленные на расчетный период регулирования, в том числе биржевые котировки цен (в случае отсутствия договорных цен). При отсутствии договорных

цен применяются прогнозные индексы изменения цен в целом по отраслям промышленности, разрабатываемые Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации;

- программами проведения ремонтных работ с целью обеспечения надежного и безопасного функционирования производственно-технических объектов и предотвращения возникновения аварийных ситуаций, утвержденными регулирующими органами.

6. Величина ремонтных затрат на планируемый период определяется как сумма величин затрат на выполнение:

- типовых объемов и номенклатуры ремонтных работ;
- сверхтиповых ремонтных работ.

Величина затрат на выполнение типовых объемов и номенклатура ремонтных работ определяется в соответствии с "Методическими рекомендациями по определению нормативной величины затрат на ремонт основных производственных фондов электростанций" и "Нормативами затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости групп и видов основных фондов".

Величина затрат на выполнение сверхтиповых ремонтных работ определяется в соответствии с "Методическими рекомендациями по формированию и согласованию величины затрат на выполнение сверхтиповых ремонтных работ".

Рассмотрение, согласование и утверждение величины ремонтных затрат на выполнение типовых объемов ремонтных работ должно производиться на основании анализа представляемых электростанциями следующих документов:

- номенклатуры и объемов ремонтов за предшествующий и на планируемый годы;
- годового плана ремонтов за предшествующий и на планируемый годы;
- реестра договоров с подрядными организациями.

Процедура рассмотрения, согласования и утверждения величины ремонтных затрат на выполнение сверхтиповых ремонтных работ должна производиться в соответствии с "Методическими рекомендациями по формированию и

согласованию величины затрат на выполнение сверхтиповых ремонтных работ".

7. Для рационального и экономичного использования средств, выделяемых на ремонт, обеспечения сбалансированности финансового плана ремонтов целесообразно создание и функционирование в генерирующих, управляющих компаниях и энергопредприятиях инструкций, положений и др. документации, определяющей требования и порядок формирования, планирования, распределения, учета и контроля использования ремонтных затрат.

8. Сметы и калькуляции на ремонт оборудования, дымовых труб, градирен, газоходов, золошлакопроводов и тепловых сетей составляются в соответствии с "Методическими указаниями по формированию смет и калькуляций на ремонт энергооборудования" СО 34.20.607-2002 (РД 153-34.1.-20.607-2002), а на ремонт зданий и сооружений в соответствии с Государственными элементными сметными нормами (ГЭСН-2001) по Постановлению Госстроя РФ от 08.04.02 № 16 "О мерах по завершению перехода на новую сметно-нормативную базу ценообразования в строительстве".

Сметы составляются после утверждения:

- годового плана ремонта и составления ведомости объема работ капитального, среднего, текущего ремонтов оборудования установки;

- годового плана ремонта и составления ведомости объема работ капитального, среднего, текущего ремонтов вспомогательного и общестанционного оборудования;

- годового плана ремонта и составления ведомости объема работ капитального и текущего ремонтов зданий и сооружений;

- годового графика ремонта и составления ведомости объема работ или проекта ремонта оборудования тепловой сети.

Сводную смету на все виды ремонта оборудования, зданий и сооружений с указанием стоимости работ, услуг подрядных организаций, а также стоимости материалов и запасных частей с разбивкой по группам оборудования, зданиям и сооружениям, указанным в таблице ниже, составляет энергопредприятие.

Энергопредприятие может привлекать для составления смет компетентные организации и предприятия-участников рынка ремонтных услуг.

9. При изменении ведомости объема работ производится уточнение сметной стоимости ремонта оборудования, зданий и сооружений.

Утверждение уточненных смет должно быть произведено энергопредприятием не позднее следующих плановых сроков до сдачи оборудования в эксплуатацию:

- при продолжительности ремонта до 30 дней – за 10 дней;

- при продолжительности ремонта свыше 30 дней – за 15 дней.

10. Расчеты за выполненные внеплановые ремонты производятся по исполнительным сметам.

11. Порядок взаиморасчетов с Подрядчиками за выполненные работы осуществляется на основании условий, изложенных в хозяйственных договорах.

Расчеты с Подрядчиками за выполненные работы по ремонту оборудования, зданий и сооружений производят по степени готовности в соответствии с уточненной сметной стоимостью ремонта.

Ремонтное предприятие (Подрядчик) представляет энергопредприятию (Заказчику) акты приемки выполненных работ по ремонту оборудования, зданий и сооружений в полном соответствии с уточненной сметой и фактически выполненным объемом работ.

Акты приемки выполненных работ прилагаются к счетам на оплату.

Энергопредприятие (Заказчик) обеспечивает оформление всех необходимых документов для оплаты выполненных работ в сроки, установленные договором.

12. Энергопредприятие ведет нарастающим итогом с начала года учет затрат на ремонт по каждой группе основных производственных фондов, указанной в таблице.

Таблица

ПЕРЕЧЕНЬ
групп основных производственных фондов электростанций, для которых производится распределение годовой суммы затрат на ремонт

Наименование группы оборудования	Состав оборудования
Котлы паровые стационарные	Котлы электростанции со вспомогательным оборудованием за исключением перечисленных ниже групп оборудования.
Котлы водогрейные теплофикационные	Котлы водогрейные теплофикационные со всем вспомогательным тепломеханическим оборудованием
Регенеративные воздухоподогреватели	Регенеративные воздухоподогреватели всех котлов
Дымососы	Дымососы всех котлов
Дутьевые вентиляторы	Дутьевые вентиляторы всех котлов
Мельницы и оборудование пылесистем	Мельницы молотковые, валковые и шаровые барабанные; мельничные вентиляторы; питатели пыли, пневмовинтовые насосы для угольной пыли, сепараторы пыли, пылевые циклоны, клапаны прямоугольные и круглые, клапаны-мигалки, пылевоздухопроводы пылесистем
Оборудование золоудаления	Шлаковые транспортеры, дробилки всех котлов, багерные насосы, отключающая арматура, золо- и шлакопроводы
Оборудование золоулавливания	Электрофильтры, мокрые золоуловители, батарейные циклоны или другие золоулавливающие устройства
Топливоподача	Перегружатели мостовые; краны мостовые грейферные; скреперные лебедки и скреперы; вагоноопрокидыватели; дробилки молотковые одноротторные, отбойные центробежные и валковые; конвейеры ленточные и скребковые; питатели ленточные, скребковые, лопастные и пластинчатые; узлы пересыпки
Мазутное хозяйство	Баки, фильтры, подогреватели, система пожаро-

Наименование группы оборудования	Состав оборудования
	безопасности, мазуто-паропроводы, насосы
Трубопроводы высокого давления	Трубопроводы острого пара и вторичного перегрева, питательные трубопроводы
Арматура	Арматура высокого и низкого давления по пару, питательной воде, конденсату и технической воде и общестанционных трубопроводов
Трубопроводы низкого давления	Трубопроводы пара низкого давления, конденсата, технической воды, общестанционные трубопроводы
Турбины паровые	Турбины паровые, включая маслосистему, регулирование и конденсатор
Турбины газовые	Турбины газовые со вспомогательным оборудованием
Насосы питательные	Насосы питательные со всем вспомогательным оборудованием (кроме арматуры и электрооборудования)
Насосы конденсатные	Насосы конденсатные
Прочие насосы	Насосы сетевые, промывочные, перекачки осветленной и химобессоленной воды, кислотостойкие, фекальные, массные, песковые, грунтовые, шламовые, вихревые, дренажные, масляные, нефтяные, поршневые и т.п.
Оборудование циркуляционной системы	Насосы циркуляционные, вращающиеся сетки, цирководоводы и другое оборудование береговых насосных за исключением арматуры и электрооборудования
Система регенерации турбины	Подогреватели регенеративные высокого и низкого давления, деаэраторы, расширители, сальниковые подогреватели, сепараторы, охладители конденсата, испарители, эжектора, дренажные баки, трубопроводы отборов и дренажа и другое оборудование за исключением арматуры
Система теплофикации	Подогреватели сетевые (бойлера), теплообменники, баки, деаэраторы, трубопроводы отборов и теплосети за исключением арматуры
Маслоочистительные аппараты	Фильтр-пресс, сепаратор (центрифуга) масла, маслоочистительная установка
Оборудование химводоочистки	Баки для воды и конденсата, баки для реагентов, баки-мерники, фильтры: Н-катионитовые, Na-катионитовые, угольные и механические; осветители (отстойники), декарбонизаторы, смесители, дозаторы, трубопроводы, арматура и другое оборудование

Наименование группы оборудования	Состав оборудования
Обмуровка и тепловая изоляция	Обмуровка котлов и тепловая изоляция основного и общестанционного оборудования электростанций
Турбогенераторы	Турбогенераторы со вспомогательным оборудованием
Синхронные компенсаторы	Синхронные компенсаторы со вспомогательным оборудованием
Электродвигатели высокого напряжения	Электродвигатели напряжением 3-6 кВ всех рабочих механизмов электростанции
Электродвигатели низкого напряжения	Электродвигатели напряжением 0,4 кВ всех рабочих механизмов электростанции
Трансформаторы	Трансформаторы
Электрооборудование	Выключатели, разъединители, заземлители, релейная защита, измерительные трансформаторы, разрядники, заградители, аккумуляторное хозяйство и т.п.
Компрессорные станции	Стационарные и передвижные компрессорные станции в комплекте со вспомогательным оборудованием
Автоматика и измерения	Оборудование и коммуникация систем автоматики и измерений
Турбины гидравлические	Турбины гидравлические со всем вспомогательным оборудованием
Гидрогенераторы	Гидрогенераторы со вспомогательным оборудованием
Гидроавтоматика	Гидроавтоматика
Грузоподъемное оборудование	Мостовые электрические и ручные краны, козловые и полукозловые краны, башенные, Г-образные, мачтовые и деррик-краны, передвижные краны, тали, лебедки, домкраты и блоки, лифты , подъемники
Транспорт	Автомобили, трактора, суда и т.п.
Станки и оборудование	Токарно-винторезные станки, сверлильные станки, обдирочно-шлифовальные станки, поперечно-строгальные станки, фрезерные станки, пресс-ножницы и гильотинные ножницы, трансформаторы сварочные, сварочный генератор, преобразователи сварочные, выпрямители сварочные, сварочные автоматы и полуавтоматы, ацетиленовые генераторы, индукционные нагреватели и электрические печи сопротивления для термообработки, дробильно-

Наименование группы оборудования	Состав оборудования
	сортировочный агрегат, щековая и молотковая дробилки тепловой изоляции, грохоты, шаровые мельницы для тепловой изоляции, бетоносмесители, растворосмесители, растворонасосы, пневматические растворонагнетатели, машины для приготовления и нанесения теплоизоляционного и штукатурного слоя, элеваторы полочные, контейнеры, вибраторы и т.п.
Здания	Здания
Сооружения производственного назначения	Галереи и эстакады топливоподачи; дымовые трубы; газоходы; разгрузочные платформы
Градирни	С железобетонной оболочкой; каркасно-обшивные; с деревянной обшивкой; с асбошиферной обшивкой; с алюминиевой обшивкой
Гидротехнические сооружения	Плотины, дамбы, каналы, туннели, здания ГЭС, затворы, сороудерживающие решетки и др.
Теплотрассы	Теплотрассы, арматура, насосы

Приложение 4
(рекомендуемое)

НОМЕНКЛАТУРА И РЕГЛАМЕНТИРОВАННЫЙ ОБЪЕМ РАБОТ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В настоящем приложении приведена номенклатура и регламентированный (типовой) объем работ при капитальном ремонте оборудования ТЭС с поперечными связями*, ГЭС, выполняемых в сроки, предусмотренные нормами простоя в плановых ремонтах, согласно приложению 6 Правил.

1. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте котла**

1.1. Подготовительные работы

расстановка такелажного оборудования;

доставка материалов и запчастей на ремонтную площадку;

расшлаковка топки и наружная очистка труб поверхностей нагрева и воздухоподогревателей, очистка от золы и шлака газоходов, бункеров, системы золошлакоудаления;

очистка поверхностей нагрева котла, коллекторов, барабанов;

установка лесов, подмостей, люлек и ограждений;

гидравлическое испытание котла с последующей, при необходимости, консервацией поверхностей нагрева против коррозии;

наружный осмотр котла с проверкой состояния обшивки, каркаса, опор и подвесок барабанов, камер трубопроводов, лестниц, площадок и фундаментов;

---

* Номенклатура и объем работ по капитальному ремонту оборудования энергоблоков приведены в нормативах планово-предупредительного ремонта оборудования для энергоблоков.

** Номенклатура и объем работ при капитальном ремонте котлов паропроизводительностью 320-500 т/ч устанавливаются по нормативам планово-предупредительного ремонта котлов энергоблоков 150-200 МВт.

проверка возможности свободных перемещений элементов котла при тепловых расширениях;

проверка плотности топок, газоходов и пылесистем, золоуловителей;

выполнение мероприятий по технике безопасности и пожарной безопасности.

1.2. Поверхность нагрева топочной камеры котла

контроль технического состояния труб поверхностей нагрева (осмотр, измерение толщины стенки и диаметра, вырезка образцов);

правка (рихтовка) труб* поверхности нагрева с заменой деталей дистанционирования;

замена дефектных участков труб кипятильного пучка котлов низкого и среднего давления до 10% общего числа;

замена дефектных участков труб топочной камеры котлов до 10% общего числа труб;

замена дефектных участков труб настенного радиационного пароперегревателя и двухсветного экрана до 10% общего числа;

замена дефектных участков потолочного пароперегревателя и горизонтального газохода до 5% общего числа;

восстановление ошиповки до 10% общего числа шипов;

замена устройства для защиты труб от пылевого и золового износа;

осмотр вальцовочных соединений с барабанами и коллекторами (с внутренней и, в доступных местах, с наружной стороны);

устранение неплотностей вальцовочных соединений без замены труб;

осмотр, очистка и ремонт лючковых затворов и зеркал лючковых отверстий коллекторов (камер);

контроль состояния металла и сварных соединений трубных систем котла, барабанов, коллекторов (камер) и трубопроводов в соответствии с действующими инструкциями и руководствами;

---

* Здесь и далее под трубой подразумевается участок трубы, проходящий в плоскости одной топочной стены, или участок трубы, ограниченный коллектором и первым двойным отводом или двумя отводами

контроль деформации коллекторов и состояния не обогреваемых труб;

контроль состояния угловых сварных швов;

проварка дефектных сварных соединений;

проверка и настройка натяжения пружин, осмотр и ремонт подвесок и опор коллекторов и трубопроводов в пределах котла;

ремонт гидрозатворов.

1.3. Барабаны котла

внутренняя очистка барабанов и внутрибарабанных устройств;

контроль технического состояния обечаек, днищ, клепаных и сварных швов, барабанов, сухопарников, грязевиков и камер;

контроль технического состояния трубных решеток и стенок отверстий опускных труб, вводов питательных линий, штуцеров линий рециркуляции, водоуказательных приборов;

проверка подвесок и опор барабанов с ремонтом или заменой дефектных деталей и указателей температурных расширений;

осмотр и ремонт зеркал лазов.

1.4.Сепарационные устройства

осмотр и ремонт внутрибарабанных устройств;

контроль технического состояния и ремонт выносных сепарационных устройств;

контроль и переварка дефектных швов;

проверка натяжения пружин, осмотр, ремонт и наладка подвесок и опор.

1.5.Пароперегреватели

контроль технического состояния труб с проверкой на золовой износ и измерением остаточной деформации, вырезка контрольных образцов;

рихтовка труб ширм и змеевиков, осмотр стыков, замена до 10% общего числа деталей дистанционирования;

замена до 5% общего числа ширм;

замена отглушенных змеевиков до 10% общего числа;

замена устройств для защиты труб от дробевого и золового износа;

контроль сварных швов коллекторов и перепускных труб;

осмотр и ремонт опорной и подвесной системы;

наружный и внутренний осмотр коллекторов с проверкой опор и креплений.

1.6.Регуляторы перегрева пара

проверка технического состояния;

контроль деформации коллекторов и перепускных труб;

контроль сварных швов;

проверка и ремонт опорной системы;

дефектоскопия камер пароохладителей в районе впрысков.

1.7. Паропроводы котла

проверка технического состояния паропроводов в пределах котла;

вырезка контрольных участков труб;

контроль сварных швов, гибов, литых отводов и деформации труб;

проверка технического состояния фланцевых соединений и крепежных деталей, замена шпилек, отработавших ресурс;

замена участков паропроводов до 3% общего объема;

переварка дефектных стыков (до 10 стыков);

проверка натяжения пружин, осмотр и ремонт подвесок и опор;

ремонт реперов.

1.8. Гарнитура котла

проверка и ремонт взрывных клапанов, шиберов, лазов, гляделок, шлаковых и золовых затворов;

проверка и ремонт деталей охлаждения опорных конструкций конвективных поверхностей нагрева;

проверка и ремонт обдувочных, виброочистных и дробеочистных устройств;

осмотр и ремонт пробоотборников и охладителей отбора проб воды и пара.

1.9. Топочные устройства

проверка и ремонт основных, сбросных и вспомогательных горелок (за исключением реконструкции горелок);

проверка и ремонт газовоздухопроводов и пылепроводов в пределах горелок с заменой до 10% брони пылепроводов;

проверка и ремонт мазутных форсунок и паромазутопроводов с арматурой в пределах горелок;

замена до 20% паромазутопроводов;

проверка и ремонт механических решеток с заменой износившихся колосников, деталей ходовой части и привода, правка и замена бипсов (без замены опорных рам решеток).

1.10. Обшивка

проверка плотности обшивки котла;

ремонт или замена обшивки (до 10% общей площади).

устранение присосов.

1.11. Обмуровка

ремонт обмуровки (системы огнеупорных и теплоизоляционных ограждений или конструкций котла) до 15% общего объема, находящегося в эксплуатации, в том числе: пода топки (холодной воронки, шлакового комода), стен радиационной части котла, коллекторов (камер), потолка, амбразур горелок, мест прохода труб через обмуровку, амбразур для обдувочных аппаратов, натрубной набивки пода и зажигательного пояса, температурных швов, зазоров (разделка) между элементами поверхностей нагрева, уплотнений топки и газоходов, оборудования и узлов конвективной части котла, гарнитуры.

1.12. Экономайзер и переходная зона

замена змеевиков до 5% общего числа;

вырезка контрольных участков из труб змеевиков;

рихтовка змеевиков с заменой деталей дистанционирования до 10% общего числа;

замена устройств для защиты труб от дробевого и золового износа;

контроль сварных швов коллекторов и перепускных труб;

проверка состояния и ремонт опорной системы.

1.13. Трубчатые воздухоподогреватели

очистка и дефектация трубчатых воздухоподогревателей;

проверка и восстановление плотности воздухоподогревателей, коробов и компенсаторов.

1.14. Газовоздухопроводы

очистка от золы;

проверка и ремонт шиберов, взрывных клапанов и опор;

ремонт коробов с устранением неплотностей и с заменой изношенных участков (до 5% общей массы);

замена компенсаторов (до 10% общего числа).

1.15. Калориферная установка

проверка и ремонт калориферов с заменой секций (до 20% общего количества);

проверка, ремонт или замена арматуры.

1.16. Тепловая изоляция

ремонт тепловой изоляции (до 20% монтажного объема), в том числе: главного паропровода, трубопроводов ГПП, ХПП, труб водоопускной системы, коллекторов, трубопроводов питательной воды, трубопроводов регулирования температуры острого пара, газовоздухопроводов, трубопроводов дренажа и впрыска, калориферной установки.

1.17. Каркас, лестницы и площадки

проверка и ремонт элементов каркаса котла и воздухоподогревателя (без замены несущих конструкций);

проверка и ремонт лестниц и площадок;

окраска металлоконструкций.

1.18. Заключительные работы

кислотная промывка;

гидравлическое испытание котла;

снятие лесов, подмостей и люлек, уборка такелажа и ремонтной оснастки;

испытание на плотность топки и конвективной шахты, газоходов, пылесистем, золоуловителей;

настройка предохранительных клапанов;

проверка котла на паровую плотность;

уборка рабочих мест и ремонтных площадок от мусора и отходов.

2. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте регенеративных воздухоподогревателей

ревизия опор с разборкой и устранением дефектов;

замена смазки подшипников;

проверка горизонтальности опор, выставка вала по вертикали;

ремонт основного привода с демонтажем, разборкой и заменой дефектных деталей планетарного мотора-редуктора;

ремонт амортизатора, подвижной плиты, замена или разворот звездочки;

сборка, обкатка и регулировка основного привода (электропривод);

ремонт вспомогательного привода с демонтажем и разборкой гидромотора;

проверка цилиндрического тихоходного редуктора;

ремонт маслонасосной станции;

замена набивки ротора (до 30%);

ремонт радиальных уплотнений с полной разборкой рычажной системы подвески плит;

замена полос радиальных уплотнений (до 50%);

проверка биения фланцев и их механическая обработка;

проверка цевочного обода с устранением дефектов;

ремонт деталей подвески с заменой дефектных деталей и выверкой полос аксиальных уплотнений;

регулировка уплотнений;

ремонт периферийных и центральных уплотнений и уплотнений вала с заменой дефектных деталей и проверкой их подвижности;

замена дефектных компенсаторов;

ремонт сервопривода с разборкой и замсной дефектных деталей;

проверка плотности корпуса с устранением присосов и пыления;

проверка и ремонт устройств для очистки набивки ротора и устройств пожаротушения;

ремонт тепловой изоляции (до 15% монтажного объема).

3. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте тягодутьевых машин

проверка и ремонт вентиляторов и дымососов с заменой или ремонтом деталей ходовой части;

проверка и ремонт направляющих аппаратов и их приводов;

частичная замена брони корпуса и карманов;

устранение неплотностей и присосов;

статическая и динамическая балансировка.

4. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте мельниц и оборудования пылесистем

проверка и ремонт бункеров, топливных рукавов;

проверка и ремонт шаровых барабанных углеразмольных мельниц (ремонт или замена подшипников, сортировка или добавление шаров, проверка и ремонт патрубков, приводов, системы смазки, венцовых шестерен и замена до 50% брони);

проверка и ремонт молотковых мельниц (замена бил и билодержателей, ремонт или замена подшипников, проверка и ремонт корпуса, ротора, системы охлаждения вала, уплотнений, сепараторов и замена до 50% брони);

опрессовка пылесистемы и замена 80% элементов мигалок, проверка и ремонт мельничных вентиляторов с заменой рабочих колес и 50% брони;

ремонт сепараторов пыли с заменой 25% дефектных лопаток, рычагов и тяг приводов; 25% цилиндрической части наружного корпуса и внутренего конуса; 100% течки внутреннего конуса; 10% отдельных участков патрубка сепаратора;

ремонт взрывных клапанов с заменой 100% мембран и 25% поддерживающих решеток и отводов;

ремонт пылевых циклонов типа НИОГАЗ с заменой 50% спирального листа и 25% брони, цилиндра, конуса, короба и патрубка;

ремонт питателя пыли с заменой до 50% рабочих колес, до 25% тарелок и 100% подшипников;

замена пылепроводов (до 20%);

ремонт тепловой изоляции (до 5% монтажного объема);

проверка систем пожаротушения.

5. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте оборудования золоудаления

проверка и ремонт шлаковых и золовых затворов, установок непрерывного шлакоудаления и шлакодробилок;

проверка и ремонт золосмывных аппаратов с арматурой и примыкающими трубопроводами;

замена до 25% общей массы брони золосмывных аппаратов;

проверка и ремонт багерных и шламовых насосов, входящих в комплект ремонтируемой котельной установки;

замена футеровки шлаковых каналов в пределах котельной.

6. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте оборудования золоулавливания

очистка и дефектация золоулавливающих установок с оценкой износа элементов и вырезкой контрольных образцов;

проверка и ремонт корпуса золоуловителя, газораспределительных устройств, прилегающих элементов газохода, шиберов и взрывных клапанов;

проверка и ремонт систем осадительных и коронирующих электродов с их рихтовкой и центровкой, замена дефектных элементов электродов (до 10%);

проверка и ремонт систем встряхивания осадительных и коронирующих электродов, систем газораспределения и бункеров с заменой дефектных элементов (до 10%);

проверка и ремонт мокропрутковых решеток, рам и балок подвеса электродов;

проверка и ремонт системы орошения и удаления воды, напорных баков, гравийных фильтров, сопел орошения и форсунок;

проверка и ремонт электрооборудования электрофильтров, в том числе: агрегатов питания, кабелей, панелей собственных нужд (ПСН), сборок релейно-тепловой защиты оборудования (РТЗО), панелей распределения, системы сигнализации и контроля, контуров заземления электропривода механизмов встряхивания электродов, изоляторов, заземляющих механизмов, освещения;

проверка и ремонт редукторов (мотор-редукторов);

устранение неплотностей присосов;

наладка систем питания электрофильтров, встряхивания электродов, орошения мокрых золоуловителей с установлением оптимальных режимов работы;

ремонт батарейных циклонов с заменой 100% гидрозатворов и 20% циклонных элементов, изношенных выхлопных труб и компенсаторов теплового расширения;

ремонт мокрых золоуловителей с проверкой и устранением дефектов сварных швов металлических корпусов, восстановлением 15% кислотоупорной футеровки, заменой 100% сопл орошающих устройств и форсунок.

7. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте паровой турбины

7.1. Подготовительные работы

устройство лесов, подмостей и ограждений для осмотра и ремонта элементов турбины;

подготовка рабочих мест и ремонтных площадок с прокладкой временных трубопроводов и кабельных линий, подготовка оснастки;

наружный осмотр паровой турбины, проверка величины и равномерности тепловых расширений элементов турбины;

проверка состояния обшивки, каркасов, площадок и фундамента турбины;

поверочные программные испытания и испытания для определения параметров технического состояния агрегатов турбоустановки перед ремонтом.

7.2. Паровая турбина

7.2.1. Корпусные части цилиндров турбины. Осмотр и дефектация:

корпусов наружных цилиндров;

сопловых аппаратов;

диафрагм и обоймы диафрагм;

обойм уплотнений и корпусов концевых уплотнений;

концевых и диафрагменных уплотнений;

устройств для обогрева фланцев и шпилек корпуса;

шпоночных соединений корпусов цилиндров и дистанционных болтов, доступных для дефектации (без демонтажа корпусов цилиндров);

рессиверных труб;

крепежных деталей.

7.2.2. Устранение обнаруженных дефектов (кроме устранения неплотностей вертикальных разъемов корпусов цилиндров и заварки трещин цилиндров и корпусов клапанов), в том числе:

шабрение плоскостей горизонтальных разъемов корпусов цилиндров;

шабрение плоскостей горизонтальных разъемов диафрагм и обойм;

обеспечение центровки деталей проточной части и концевых уплотнений турбины в соответствии с нормами;

замена одной диафрагмы;

обеспечение зазоров в проточной части турбины в соответствии с нормами;

контроль металла корпусов цилиндров.

7.2.3. Роторы

Осмотр и дефектация рабочих лопаток и бандажей, дисков, втулок концевых уплотнений, разгрузочного поршня, упорных дисков шеек вала;

устранение обнаруженных дефектов, в том числе:

замена проволочных бандажей;

шлифовка шеек и упорных дисков;

проверка прогиба роторов;

перелопачивание одной ступени ротора, исключая перелопачивание рабочих лопаток ступени с вильчатой посадкой;

динамическая балансировка роторов;

снятие вибрационных характеристик пакетов рабочих лопаток настраиваемых ступеней;

исправление центровки роторов по полумуфтам.

7.2.4. Подшипники турбины

осмотр, дефектация и устранение обнаруженных дефектов опорных и упорных подшипников, корпусов опор, масляных уплотнений, шпоночных соединений и дистанционных болтов (без демонтажа или подъема корпусов подшипников), в том числе:

замена комплекта рабочих и установочных колодок упорного подшипника;

замена двух вкладышей опорных подшипников;

перезаливка вкладышей опорных подшипников;

замена уплотнительных гребней масляных уплотнений;

шабрение плоскости горизонтального разъема двух корпусов подшипников;

ремонт подшипников уплотнения вала генератора.

7.2.5. Соединительные муфты

осмотр и дефектация полумуфт и крепежных деталей;

устранение обнаруженных дефектов, в том числе:

шабрение торцов полумуфт;

обработка не более 4 отверстий под соединительные болты с заменой болтов;

проверка и исправление излома осей роторов ("маятника") при спаривании полумуфт;

проверка и исправление смещения осей роторов при спаривании полумуфт.

7.2.6. Валоповоротное устройство

осмотр и дефектация, устранение обнаруженных дефектов узлов и деталей валоповоротного устройства, в том числе: зубчатых передач, механизма включения-выключения, подшипников, замена поврежденных деталей.

7.2.7. Система регулирования

испытания и снятие характеристик системы регулирования на остановленной турбине перед ремонтом, осмотр и проверка плотности;

дефектация и ремонт узлов регулирования и защиты, в том числе:

центробежного регулятора скорости и его привода;

импульсного насоса, насоса регулирования или главного масляного насоса (на валу турбины);

золотников регулятора скорости, промежуточных и суммирующих золотников, ускорителей и электро-гидропреобразователей;

регуляторов давления пара, противодавления и отбора;

автомата безопасности;

золотников и без золотниковых устройств защиты, устройств для раскачивания и опробования;

сервомоторов клапанов, регулирующих диафрагм и заслонок включенных в систему регулирования;

гидравлической системы (в случае автономной системы рабочей жидкости), в том числе: арматуры и трубопроводов;

очистка гидравлической системы, заливка рабочей жидкости, проверка плотности гидравлической системы, устранение обнаруженных дефектов;

очистка баков, фильтров и охладителей рабочей жидкости и установленных на них (вмонтированных) устройств;

дефектация и ремонт узлов парораспределения, в том числе:

стопорных, регулирующих, отсечных защитных клапанов и блоков клапанов;

заслонок;

распределительных механизмов и приводов клапанов, заслонок и регулирующих диафрагм;

контроль металла корпусов клапанов, замена дефектных крепежных деталей;

осцилографирование систем регулирования турбин до и после ремонта;

настройка и испытание (определение контрольных параметров, снятие характеристик) системы регулирования, в том числе:

настройка и испытание на остановленной турбине;

настройка и испытание на холостом ходу.

7.2.8. Масляная система

разборка, осмотр и дефектация маслонасосов и арматуры;

устранение обнаруженных дефектов с заменой поврежденных деталей;

очистка масляных баков, фильтров и маслопроводов;

проверка систем охлаждения масляных баков;

выполнение гидродинамической промывки маслопроводов;

очистка и дефектация маслоохладителей;

заливка масла, проверка плотности маслосистемы, устранение обнаруженных дефектов.

7.2.9. Конденсаторы

очистка охлаждающих трубок, проверка плотности конденсатора;

устранение неплотностей, подвальцовка трубок и перенабивка сальников.

7.2.10. Эжекторы

полная разборка, замена или ремонт поврежденных деталей;

замена трубной системы (без замены трубок);

осмотр, дефектация, ремонт корпуса и водяной камеры;

установка зазоров между соплами и диффузорами;

гидроиспытание в сборе, устранение дефектов.

7.2.11. Ремонт тепловой изоляции (до 60% монтажного объема).

7.2.12. Заключительные работы

разборка и удаление лесов и подмостей;

уборка с рабочих площадок оборудования, установленного на период ремонта;

установка обшивки цилиндров и клапанов;

очистка оборудования и рабочей зоны от мусора, отходов ремонта и деталей;

снятие характеристик и настройка регулирования;

проверка и испытание предохранительных клапанов и защитных устройств в соответствии с требованиями ПТЭ;

окраска оборудования.

8. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте питательных насосов

8.1. Насосы

разборка, замеры зазоров проточной части, дефектация деталей;

замена рабочих колес, уплотнительных колец, защитных втулок, вала, подшипников, прокладок, сальниковой набивки и поврежденных крепежных деталей, замена внутреннего корпуса для двухкорпусных насосов;

разборка, дефектация деталей, сборка гидромуфты;

сборка насоса, центровка насосного агрегата;

Статическая и динамическая балансировка.

8.2. Паровые турбины питательных насосов

разборка, замер зазоров проточной части и концевых уплотнений, проверка биения ротора;

дефектация и ремонт узлов и деталей, замена деталей при необходимости;

центровка деталей проточной части;

восстановление зазоров проточной части концевых уплотнений и вкладышей подшипников;

ремонт ВПУ, ремонт редуктора;

исправление центровки валопровода;

ремонт масляной системы;

проверка и снятие характеристик регулирования перед ремонтом;

разборка, дефектация, ремонт или замена деталей системы регулирования и парораспределения;

сборка турбины;

статическая и динамическая балансировка;

настройка системы регулирования на остановленной и работающей турбине после ремонта.

8.3. Ремонт тепловой изоляции (до 30% монтажного объема).

9. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте теплообменных аппаратов

осмотр и дефектация корпуса аппарата, сдача представителю Госгортехнадзора;

гидроиспытание аппарата, сдача представителю Госгортехнадзора;

полная разборка, замена или ремонт поврежденных частей;

замена или ремонт трубной системы;

ремонт тепловой изоляции (до 20% монтажного объема).

10. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте арматуры

отсоединение, снятие, ремонт и установка привода;

вырезка (снятие) арматуры, установка новой или отремонтированной арматуры;

разборка, осмотр и дефектация, ремонт или замена деталей арматуры;

обработка уплотнительных поверхностей проточкой, шлифовкой с последующей притиркой;

обработка уплотнительных поверхностей проточкой, наплавкой с последующей механической обработкой и притиркой;

гидравлическое испытание (при необходимости);

настройка привода и проверка плавности хода;

настройка импульсно-предохранительных устройств;

ремонт тепловой изоляции (до 20% монтажного объема).

11. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте паропроводов высокого давления и промперегрева

проверка деформации паропроводов и сварных соединений в соответствии с требованиями Госгортехнадзора;

переварка дефектных сварных соединений, замена отдельных участков паропровода до 3% монтажного объема;

проверка состояния фланцевых соединений, крепежных деталей, замена шпилек;

проверка натяжения пружин, осмотр и ремонт подвесок и опор;

ремонт тепловой изоляции (до 65% монтажного объема).

12. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте гидротурбины и механической части гидрогенератора

12.1. Подготовительные работы

анализ эксплуатационной, монтажной и ремонтной документации, составление предварительного перечня дефектов и объема работ;

подготовка ремонтных инструментов, приспособлений и материалов;

подготовка монтажной площадки для установки демонтируемых узлов и деталей, составление схемы размещения с учетом нагрузки на перекрытия;

выполнение программы проверочных испытаний и измерений, необходимых для оценки параметров технического состояния оборудования до выхода в капитальный ремонт;

снятие характеристик и проверка действия механизмов, устройств системы регулирования и автоматического управления гидроагрегатом, анализ масла системы регулирования, маслованн подшипников и подпятника;

измерение вибрации опорных частей, биения вала агрегата, температуры масла, сегментов подпятника, подшипников, охлаждающей воды, воздуха и др. в эксплутационных режимах;

визуальное и инструментальное обследование узлов и деталей основного и вспомогательного оборудования гидроагрегата и составление дефектной ведомости;

установка ремонтных затворов, осушение и вскрытие лазов проточной части турбины;

сборка и установка лесов, подмостей, ограждений, обеспечение освещения, вентиляции, электро- и пневморазвода;

маркировка демонтируемых узлов и деталей гидроагрегата;

слив масла из маслованн подпятника и направляющего подшипника.

12.2. Рабочее колесо гидротурбины и его камера

внешний осмотр, проверка состояния, выявление повреждений на рабочем колесе и его камере;

проверка методами неразрушающего контроля лопастей на наличие трещин и определение объема кавитационных разрушений проточной части.

Для поворотно-лопастных осевых и диагональных рабочих колес

проверка зазоров между камерой и периферийной кромкой лопастей у поворотно–лопастных гидротурбин с одновременным поворотом лопастей;

гидравлические испытания рабочего колеса (на месте установки или с использованием приспособлений на демонтированном рабочем колесе), ремонт поврежденных уплотнений лопастей рабочего колеса;

слив масла из рабочего колеса, вала турбины и системы регулирования;

вывешивание рабочего колеса турбины на штангах и пальцах подвески в камере рабочего колеса;

проверка люфтов в направляющих втулках цапф лопастей;

ревизия крепежа конуса;

проверка состояния крепления съемного сегмента камеры рабочего колеса;

осмотр камеры рабочего колеса, устранение трещин, очагов кавитационного и абразивного износа, отслоений нержавеющей облицовки биметаллических камер;

осмотр и ремонт сопряжения камеры рабочего колеса с нижним кольцом направляющего аппарата и сопрягающим поясом отсасывающей трубы;

определение и устранение пустот между облицовкой камеры рабочего колеса и штрабным бетоном инъектированием раствора; при значительной неплотности прилегания сегментов камеры рабочего колеса к штрабному бетону установка дополнительных анкеров.

Для радиально-осевых рабочих колес

проверка зазоров в лабиринтных уплотнениях радиально-осевых гидротурбин;

ревизия лабиринтных уплотнений;

проверка на наличие трещин на элементах рабочего колеса;

при необходимости балансировка рабочего колеса.

Для капсульных гидроагрегатов

помимо работ, выполняемых на рабочих колесах поворотно-лопастных турбин, производятся:

проверка состояния и ремонт проходной колонны, статора, растяжек капсулы и облицовки проточной части;

при разборке капсульного гидроагрегата – разборка перекрытия над агрегатом; после сборки – монтаж перекрытия с герметизацией пазов; демонтаж и монтаж верхней половины камеры рабочего колеса и компенсационного кольца, проходной колонны, направляющего аппарата, рабочего колеса и ротора гидрогенератора.

Для ковшовых гидротурбин

ревизия и ремонт обода рабочего колеса;

ревизия и ремонт крепления ковшей к ободу рабочего колеса;

ревизия и ремонт узлов подводящих сопл и дефлекторов (отсекателей, отклонителей);

балансировка рабочего колеса.

12.3. Закладные части гидротурбины

проверка состояния закладных частей (спиральная камера, статор, фундаментное кольцо, сопрягающий пояс и др.). При необходимости очистка проточной части от коррозии и наростов и проведение антикоррозионной обработки;

ревизия патрубков отбора давления из проточной части турбины для контрольных манометров, дренажных и водозаборных труб.

12.4. Направляющий аппарат

проверка состояния лопаток направляющего аппарата, верхнего кольца, крышки турбины и нижнего кольца направляющего аппарата;

контроль и регулировка зазоров между торцевыми поверхностями лопаток направляющего аппарата и нижним и верхним кольцами (или крышкой гидротурбины), а также вертикальных зазоров между лопатками направляющего аппарата;

очистка, проверка состояния верхних цапф и их подшипников, и контроль зазоров между шейками цапф и их направляющих втулок;

ревизия уплотнений подшипников лопаток, а также резинового шнура уплотнений проточной части направляющего аппарата, восстановление или замена;

при уплотнении по перу лопаток металл по металлу произвести припиловку для уменьшения зазоров;

ревизия регулирующего кольца, чистка его маслованны и проверка состояния поверхностей трения;

ревизия сервомоторов, чистка и проверка состояния его деталей, замена изношенных уплотнений, смазка шарниров, проверка крепления к фундаменту;

разборка, чистка и проверка состояния стопорного и дроссельного устройств;

ревизия датчиков среза пальца лопаток направляющего аппарата;

ревизия датчика положения направляющего аппарата и концевых выключателей сервомотора;

сборка сервомотора, стопорного и дроссельного устройств и их регулировка;

сборка направляющего аппарата и регулировка зазоров и натяга.

12.5. Направляющие подшипники гидроагрегата

разборка ванн направляющих подшипников;

измерение зазоров и полная разборка подшипника, проверка состояния вкладышей, сегментов, регулирующих и опорных элементов, чистка и устранение дефектов.

Резиновые направляющие подшипники турбины

ревизия и ремонт крепежа корпуса турбинного подшипника и посадочных поверхностей в крышке турбины;

проверка состояния сегментов, резины, регулирующих элементов, прижимных планок, запорного буртика и регулировка зазоров;

проверка выставленного зазора на валу гидротурбины;

ревизия и ремонт уплотнения ванны.

Баббитовые направляющие подшипники гидроагрегата

проверка состояния и устранение обнаруженных повреждений на поверхностях трения сегментов (устранение неплотности прилегания баббита к стальному основанию сегмента, сколов, натиров); при необходимости перезаливка баббита; проверка прилегания поверхностей трения баббитовых сегментов к шейке вала, их притирка и шабрение;

проверка состояния опорных элементов сегментов;

чистка маслованны, сборка подшипника, установка на место, контроль и регулировка зазоров;

проверка состояния и устранение повреждений на деталях уплотнения крышки ванны подшипника; замена на новые уплотнительных элементов (резиновых колец, сальниковой набивка и т.п.), сборка и регулировка уплотнения.

12.6. Уплотнение вала гидротурбины

разборка, чистка и проверка состояния деталей уплотнения вала;

устранение обнаруженных повреждений (при значительных повреждениях на поверхностях трения подвижных деталей – ремонт или замена их на новые);

замена на новые уплотнительных колец или манжет, а также резиновых колец запорного устройства;

сборка и регулировка уплотнения.

12.7. Маслоприемник

разборка маслоприемника, чистка и проверка состояния его деталей;

проверка зазоров, устранение повреждений, шабрение втулок и штанг; при значительном повреждении – замена втулок;

замена на новые всех уплотнительных элементов фланцевых соединений маслоприемника, ревизия изоляционных втулок и прокладок;

установка маслоотражателя и его центровка; установка корпуса и буксы и центровка их относительно штанг; сборка и регулировка обратной связи и маслопроводов;

проверка и устранение люфтов обратной связи регулятора.

12.8. Маслонапорная установка

слив масла, вскрытие, очистка и проверка состояния аккумулятора давления и бака маслонасосного агрегата;

очистка и промывка фильтров, замена сетки и уплотнительных элементов люков;

поверка контрольно-измерительной, управляющей и регулирующей аппаратуры, настройка предохранительных клапанов, регулировка установок.

12.9. Подпятник

разборка маслованны подпятника, чистка, контроль тангенциального и радиального эксцентриситетов и выемка сегментов и их опор;

проверка состояния крепежных деталей и сварных швов, стаканов опорных болтов, опорных болтов, опорных тарелок и упоров сегментов, для двухрядных подпятников- балансиров;

проверка состояния опорных деталей подпятника;

проверка состояния зеркальной поверхности диска, изоляционной прокладки и плотности прилегания его по втулке подпятника;

проверка состояния сегментов и их опор и пришабровка поверхности трения по поверочной плите для сегментов с баббитовой поверхностью; устранение обнаруженных повреждений на поверхностях трения сегментов (устране-

ние неплотности прилегания баббитовой заливки к стальному основанию сегмента, сколов, натиров);

для эластичных металлопластмассовых сегментов проверка состояния и износа рабочей поверхности сегментов- отсутствие выхода металлической проволоки на фторопластовую поверхность, наличие заходных и выходных скосов; проверка плотности пайки ЭМП накладки к телу сегмента по контуру;

для подпятников на гидравлической опоре проверка высотного положения диска и просадки упругих камер, герметичности системы (упругих камер, сварки соединительных труб, обратного клапана), регулировка высотного положения сегментов;

для подпятников с опиранием сегментов на пружины – ревизия пружин и сортировка по жесткости;

установка опор и сегментов и регулировка нагрузки на сегменты подпятника с инструментальным контролем;

проверка состояния запорного кольца ступицы подпятника;

проверка плотности посадки и состояния посадочных поясков ступицы подпятника на вал генератора;

сборка маслованны и ее уплотнение, проведение мероприятий по защите от замасливания генератора;

ревизия температурного контроля сегментов подпятника и масла в маслованне.

12.10. Маслоохладители

демонтаж маслоохладителя, его разборка, чистка и промывка, замена прокладок и сборка;

гидравлическое испытание;

установка маслоохладителя и опрессовка их с системой техводоснабжения.

12.11. Проверка центровки и линии вала гидроагрегата

проведение операций по проверке центровки и линии вала до и после ремонта гидроагрегата;

проверка и исправление центровки гидроагрегата;

замер положения вала относительно базовых поверхностей (маяков);

проверка соосности валов;

проверка излома во фланцевом соединении валов;

проверка неперпендикулярности генераторного вала;

проверка общей линии вала поворотом ротора на 360° или другими способами;

проверка уклона линии валов.

12.12. Регулятор частоты вращения

слив масла, разборка, промывка, проверка состояния всех деталей, узлов и механизмов, устранение дефектов, сборка, проведение измерений, снятие характеристики;

ревизия электрического шкафа регулятора частоты вращения.

12.13. Турбинный затвор

очистка, осмотр, проверка состояния элементов затвора, его уплотнений, силового привода и системы управления и автоматики.

12.14. Вспомогательное оборудование гидроагрегата

разборка, чистка, промывка, проверка состояния деталей и узлов, проведение необходимых измерений и испытаний, выявление и устранение дефектов вспомогательного оборудования, в том числе:

- клапанов срыва вакуума;
- клапанов срыва вакуума с принудительным открытием;
- устройств для пуска воздуха в зону рабочего колеса;
- системы откачки воды с крышки турбин;
- системы осушения проточной части турбины;
- клапанов опорожнения проточной части гидротурбины;
- системы перевода агрегата в режим синхронного компенсатора;
- лекажнах агрегатов;
- холостого выпуска;
- системы централизованной смазки;
- фильтров системы технического водоснабжения;
- системы технического водоснабжения гидроагрегата;

- системы торможения;

- эжектора откачки воды с крышки турбины;

- приборов контроля работы турбины с продувкой трубопроводов отбора давления;

- масляного, водяного и воздушного трубопроводов и арматуры;

- датчиков температурного контроля и гидромеханических защит.

12.15. Заключительные работы

внешний осмотр оборудования, демонтаж временных устройств вентиляции, освещения, энергоразводок, лесов, подмостей, ремонтных ограждений, уборка мусора, инструмента, такелажных и других приспособлений;

покраска узлов гидроагрегата;

пусконаладочные работы, проверочные программы испытаний и замеры показателей технического состояния оборудования при осушенной проточной части гидротурбины;

закрытие лазов проточной части гидротурбины, заполнение проточной части;

подготовка узлов и системы гидроагрегата к пробному пуску;

пусконаладочные работы, проверочные программные испытания и замеры показателей технического состояния оборудования при заполненной водой проточной части гидротурбины, при работе гидроагрегатов на холостом ходу и под нагрузкой, наблюдение за работой оборудования;

измерение вибрации опорных частей, биения вала агрегата, температуры масла, сегментов подпятника, подшипников, охлаждающей воды, воздуха и пр. в эксплуатационных режимах.

13. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте газотурбинной установки

13.1. Разборка газовой турбины и компрессора

снятие изоляции в районе горизонтальных и вертикальных разъемов турбины;

снятие изоляции в районе горизонтального разъема компрессора;

отсоединение трубопроводов подвода топлива к горелкам;

отсоединение и снятие воздушных трубопроводов турбины;

отсоединение и снятие воздушных трубопроводов компрессора;

снятие горелок;

снятие верхней половины воздухоприемного патрубка компрессора;

вскрытие выходной части корпуса турбины (промвставки);

вскрытие корпуса компрессора;

выемка впускных втулок корпуса турбины, вскрытие входной части корпуса турбины, промцилиндра;

вскрытие обоймы турбины;

снятие верхней половины корпуса импульсного насоса;

опресовка камеры сгорания, вырезка образцов;

разборка опорных и упорных подшипников.

13.2. Ремонт газовой турбины и компрессора

ремонт крепежа корпусов и обоймы турбины;

проверка зазоров в шпоночных соединениях турбины и компрессора с опорами;

проверка зазоров проточной части и в концевых уплотнениях турбины;

проверка «коленчатости» соединения роторов РТ-РК и «маятника» ротора турбины, разборка муфты РТ-РК, проверка центровки роторов РТ-РК и «биения» ротора турбины;

ремонт вкладышей подшипников;

ремонт импульсного насоса;

проверка и ремонт подвесной экранной системы камеры сгорания;

проверка состояния внутренней обшивы, компрессоров, узлов примыкания жаровой вставки и выходных газоходов;

замена компенсатора без вывода камеры сгорания;

ремонт узла примыкания камеры сгорания и жаровой вставки с заборным устройством и стяжками;

ремонт горелок;

снятие пламенных труб;

снятие и дефектация коллекторов газозаборников высокого и низкого давления;

ремонт валоповоротного устройства;

ремонт трубопроводов и крепежа корпуса компрессоров;

проверка центровки ротора генератора и ротора высокого давления;

снятие уплотнения с ротора турбины (сторона входа), выемка нижней половины обоймы турбины;

дефектация ротора турбины, подготовка поверхностей к контролю металла;

балансировка ротора турбины на станке;

проверка остаточного прогиба калибрового вала турбины;

проверка и исправление центровки обоймы ротора;

проверка состояния маслопровода в спицах выхлопной части корпуса турбины;

ремонт уплотнения турбины (сторона входа);

проверка центровки обойм уплотнений, восстановление зазоров в концевых уплотнениях;

проверка контакта по горизонтальному разъему корпуса турбины;

ремонт масляных уплотнений подшипников;

осмотр и опрессовка воздухоохладителей;

осмотр и ремонт компрессоров пневмораспыла;

проверка и исправление тепловых зазоров и центровка диафрагм компрессора;

восстановление радиальных зазоров в маслоотбойниках компрессора;

восстановление радиальных зазоров в уплотнениях компрессора (сторона входа и выхода);

проверка контакта по горизонтальному разъему корпуса компрессора;

проверка центровки нижней половины корпуса импульсного насоса;

контрольная сборка турбины;

сборка уплотнения турбины;

контрольная проверка зазоров проточной части и в концевых уплотнениях турбины и компрессора;

проверка центровки роторов турбины и компрессора и “маятника” ротора турбины;

развертывание отверстий под соединительные болты и сборка муфты турбина-компрессор;

развертывание отверстий под соединительные болты и сборка муфты роторов компрессора и генератора, проверка центровки роторов;

закрытие обоймы турбины;

сборка подшипников, установка датчика ОСР;

закрытие корпуса компрессора;

центровка роторов РГ-РВД;

закрытие входной и выходной части корпуса турбины;

сборка колекторов и трубопроводов охлаждения турбины;

установка воздухоприемного патрубка компрессора;

ремонт системы регулирования скорости;

ремонт системы защиты;

ремонт системы антипомпажных устройств и сервомотора пускового электрического двигателя или парового пускового устройства;

проверка защит;

настройка систем регулирования.

14. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте турбогенератора

14.1. Подготовительные работы

проверка газоплотности турбогенератора до его останова и вывода в ремонт;

измерение вибрации подшипников турбогенератора, возбудителя и подвозбудителя в разных режимах работы агрегата;

установка лесов и подмостей для осмотра и ремонта элементов турбогенератора и вспомогательного оборудования;

подготовка ремонтной площадки с прокладкой временных трубопроводов и кабельных линий;

доставка к ремонтной площадке инструмента, такелажных и других приспособлений.

14.2. Разборка турбогенератора и системы охлаждения

проверка величин зазоров, вывод ротора (при необходимости).

14.3. Статор турбогенератора

осмотр состояния активной стали статора со стороны расточки и спинки, проверка плотности прессовки и испытания активной стали, мелкий ремонт;

проверка подвески, плотности заклиновки пазов статора (при выведенном роторе) и частичная переклиновка (до 10% пазов) и покраска активной стали статора;

осмотр внешнего состояния изоляции, крепления лобовых частей обмотки, соединительных и выводных шин, проверка состояния паек, мелкий ремонт и покраска лобовых частей;

проверка газоплотности концевых выводов опрессовкой;

устранение мест короны в доступных местах, но не более чем на 5% стержней;

проверка системы непосредственного охлаждения обмотки статора в пределах турбогенератора на герметичность и проходимость конденсата и устранение дефектов, проверка вентиляционных каналов обмотки статора на продуваемость (турбогенераторы типа ТГВ);

проверка вентиляционных трубок стержней турбогенераторов типа ТГВ на замыкание трубка-трубка, трубка – медь;

проверка и ремонт оборудования шин выводов, шинных мостов и ячейки турбогенератора.

14.4. Ротор турбогенератора

проверка газоплотности ротора, устранение утечек;

проверка вентиляционных каналов обмотки ротора на продуваемость, проверка системы непосредственного охлаждения обмотки ротора в пределах турбогенератора на герметичность и проходимость конденсата;

проверка бандажных и центрирующих колец на отсутствие трещин;

проверка плотности клиновки ротора;

осмотр в допустимых местах крепления и контакта токоподводов и проверка состояния болтов токоподводов, проверка целости пластин, наружной изоляции токоподводов и крепежных деталей;

проточка и шлифовка контактных колец ротора;

проверка состояния щеточного аппарата контактных колец, крепления щеткодержателей и траверс, замена изношенных щеток, регулировка нажатия пружин;

проверка и ремонт системы воздушного охлаждения щеточного аппарата, его узлов и деталей;

проточка (при необходимости) и шлифовка упорных дисков ротора под уплотнения вала;

осмотр и ремонт вентиляторов;

Статическая и динамическая балансировка.

14.5. Высокочастотный индукторный генератор

чистка и покраска обмотки;

сборка и проверка монтажных зазоров.

14.6. Общие работы по турбогенератору

проверка и ремонт системы возбуждения;

проверка и ремонт подшипников и маслопроводов в пределах турбогенераторов, проверка и ремонт изоляции подшипников;

проверка и ремонт узлов и деталей маслосистемы;

очистка и промывка, ремонт и опрессовка воздухоохладителей и газоохладителей, воздушных фильтров и камер, проверка влагоосушителей;

проверка и ремонт газового хозяйства;

проверка и ремонт системы масляного уплотнения вала ротора;

проверка и ремонт устройств противопожарной защиты;

проверка и ремонт пусковых и регулирующих устройств аппаратуры водородного и водяного охлаждения, теплового контроля и АГП;

проверка и ремонт цепей управления, сигнализации и защитных устройств турбогенератора, его двигателей и аппаратуры возбуждения;

профилактические испытания и измерения.

14.7. Сборка турбогенератора

проверка в сборе турбогенератора на газоплотность и устранение утечек;

заполнение корпуса турбогенератора водородом.

14.8. Заключительные работы

сдача турбогенератора под нагрузкой.

15. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте гидрогенератора

15.1. Подготовительные работы

анализ эксплуатационной, монтажной и ремонтной документации;

визуальное и инструментальное обследование узлов и деталей;

составление предварительного перечня дефектов и объема работ;

подготовка ремонтных инструментов, приспособлений и материалов;

выполнение программы проверочных испытаний и измерений, необходимых для оценки параметров технического состояния оборудования для вывода в капитальный ремонт, в том числе измерение биения вала, вибрации подшипников и сердечника статора гидрогенератора при различных режимах работы;

подготовка ремонтной площадки для установки узлов гидрогенератора.

15.2.Разборка гидрогенератора

проверка монтажных и других зазоров, составление карт измерений гидрогенератора.

15.3. Статор гидрогенератора

снятие двух-трех полюсов с ротора для осмотра и ремонта статора;

осмотр крепления стержней, состояния заклиновки, лобовых частей обмоток, проверка состояния паек, изоляции и крепления соединительных шин, мелкий ремонт, окраска лобовых частей обмотки;

проверка крепления активной стали статора в корпусе, плотности опрессовки, плотности крепления на стыках, а также на отсутствие контактной коррозии, подпрессовка активной стали статора;

проверка системы непосредственного водяного охлаждения обмотки статора в пределах гидрогенератора на герметичность и проходимость дистиллята и ее ремонт;

восстановление натяга распорных домкратов корпуса статора и несущих крестовин;

чистка от загрязнений обмотки статора;

проверка крепления корпуса статора к фундаменту.

15.4. Ротор гидрогенератора

проверка и ремонт крепления полюсов гидрогенератора, обмоток полюсов и межполюсных соединений, тормозного диска, окраска обмоток полюсов;

проверка и восстановление плотности посадки обода на спицах ротора;

проверка целости демпферной обмотки ротора, контактных поверхностей и крепления соединений демпферной обмотки;

проверка стяжки активной стали ротора;

осмотр контактных колец и мест соединений их с токоподводами (проверка состояния контактов, крепежных деталей, изоляции и т.д.);

проточка и шлифовка контактных колец;

проверка состояния щеточного аппарата, контактных колец, крепления щеткодержателей и траверс, замена изношенных щеток и регулировка натяжения пружин.

15.5. Углоизмерительный генератор

разборка генератора, измерение зазоров, проверка крепления полюсов ротора, осмотр и чистка обмотки статора, сборка генератора.

15.6. Регуляторный генератор

проверка намагниченности полюсов;

разборка генератора, проверка крепления полюсов, осмотр и чистка обмотки статора, окраска обмотки, сборка регуляторного генератора и центровка.

15.7. Вспомогательный генератор

разборка вспомогательного генератора;

осмотр обмотки статора, крепление лобовых частей, сборных шин и выводов;

проверка крепления прессовки активной стали статора и на отсутствие контактной коррозии;

окраска лобовых частей обмотки статора и шинопроводов;

проверка крепления полюсов ротора и паек межполюсных соединений;

осмотр демпферной обмотки и изоляции токопроводов;

проточка и шлифовка контактных колец ротора, окраска обмотки ротора;

проверка установки и крепления щеткодержателей и траверс, замена изношенных щеток, установка и регулировка нажатия пружин;

сборка генератора и измерение монтажных зазоров.

15.8. Общие работы по гидрогенератору

проверка и ремонт системы возбуждения;

осмотр контакта и изоляции, проверка и регулировка работы АГП;

очистка, промывка, ремонт и опрессовка воздухоохладителей и запорной арматуры;

проверка и ремонт устройств пожаротушения;

проверка, ремонт пусковых и регулирующих устройств, аппаратуры водяного охлаждения и теплового контроля;

проверка и ремонт цепей управления, сигнализации и защитных устройств гидрогенератора, его двигателей и аппаратуры возбуждения;

проверка и ремонт изоляции подшипников и маслоприемника;

пооперационные испытания и измерения.

15.9. Тиристорный возбудитель

осмотр и чистка элементов возбудителя;

проверка паек и контактных соединений, испытания и измерения;

ревизия выпрямительного, последовательного трансформаторов, автоматов гашения поля, разрядника, силовых предохранителей, агрегата начального возбуждения и другого силового оборудования;

осмотр и ремонт теплообменника, насосов, запорной арматуры;

промывка, чистка и опрессовка охлаждения;

проверка характеристик тиристоров и системы управления АРВ.

15.10. Сборка гидрогенератора

составление карт измерений (формуляров).

15.11. Заключительные работы

сушка обмотки статора гидрогенератора;

сдача гидрогенератора под нагрузкой.

16. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте синхронного компенсатора

16.1.Подготовительные работы

измерение вибрации подшипников синхронного компенсатора и возбудителя в разных режимах работы;

установка лесов и подмостей. Установка временного помещения вокруг синхронного компенсатора при выполнении ремонта в зимнее время и для защиты от осадков;

проверка газоплотности синхронного компенсатора до его останова и вывода в ремонт;

разборка синхронного компенсатора, соединительных муфт между синхронным компенсатором, разгонным двигателем и возбудителем, а также разборка системы охлаждения, измерение зазоров, вывод ротора (при необходимости).

16.2. Статор синхронного компенсатора

осмотр и проверка состояния активной стали статора со стороны расточки и спинки, проверка плотности прессовки и испытание активной стали;

проверка плотности клиновки пазов статора, состояния изоляции и крепления лобовых частей обмотки, мелкий ремонт, покрытие лаком или эмалями лобовых частей обмотки и активной стали статора.

16.3. Ротор синхронного компенсатора

проверка в доступных местах крепления и контактов токопроводов, целости резьбы болтов токопроводов, пластин и изоляции токоподводов;

проверка крепления полюсов, обмотки полюсов и межполюсных соединений демпферной обмотки;

проточка и шлифовка контактных колец;

проверка состояния щеточного аппарата, крепления щеткодержателей и траверс, замена изношенных щеток, регулировка нажатия пружин.

16.4. Общие работы по синхронному компенсатору

проверка систем полного возбуждения;

проверка и ремонт подшипников и маслопроводов в пределах синхронного компенсатора, проверка и ремонт изоляции подшипников;

проверка и ремонт узлов и деталей маслосистемы;

очистка, промывка, опрессовка и ремонт воздухоохладителей, газоохладителей, очистка и промывка воздушных фильтров и окраска воздушных камер;

осмотр и ремонт системы водородного охлаждения, опрессовка синхронного компенсатора и устранение утечек;

проверка и ремонт противопожарной защиты;

проверка и ремонт пусковых и регулирующих устройств, АГП и гасительного сопротивления силовой части, аппаратуры водородного охлаждения и теплового контроля;

проверка и ремонт цепей управления, сигнализации и защитных устройств синхронного компенсатора, его двигателей и аппаратуры возбуждения;

проверка и ремонт разгонного двигателя;

профилактические испытания и измерения.

16.5. Сборка синхронного компенсатора

проверка в сборе синхронного компенсатора на газоплотность и устранение утечек;

измерение вибрации подшипников;

заполнение корпуса синхронного компенсатора водородом.

16.6. Заключительные работы

сдача синхронного компенсатора под нагрузкой.

17. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте трансформатора

демонтаж трансформатора и транспортировка его на ремонтную площадку;

отбор проб масла на химанализ и хроматографию до начала работ;

прогрев трансформатора на ремонтной площадке перед вскрытием активной части, повести предварительные испытания трансформатора;

вскрытие активной части трансформатора;

осмотр и очистка магнитопровода, проверка и восстановление изоляции доступных стяжных устройств и их подтяжка, проверка схемы заземления с измерением сопротивления изоляции;

осмотр и очистка обмоток и отводов, мелкий ремонт ярмовой изоляции и изоляции отводов, подпрессовка обмоток, проверка доступных паек, ремонт несущей конструкции отводов обмоток;

Примечание. У трансформаторов класса напряжения 150 кВ и выше, имеющих наружные барьеры на активной части, обязательно снятие барьеров на момент осмотра обмоток

осмотр, проверка и очистка переключателей ответвлений обмоток, ремонт и подтяжка контактов, проверка паек, перемычек и всех механизмов переключателя РПН;

осмотр, очистка и ремонт крышки, расширителя, предохранительных устройств, арматуры, системы охлаждения, термосифонных или адсорбционных фильтров и воздухосушителей, замена сорбента;

осмотр, чистка, ремонт вводов, при необходимости замена масла и испытание вводов перед установкой на трансформатор;

осмотр, чистка, ремонт и покраска бака;

проверка избыточным давлением герметичности маслонаполненных вводов;

сушка, очистка, регенерация и, при необходимости, смена масла;

сушка изоляции обмоток активной части и трансформаторов тока, необходимость сушки определяется по результатам предварительных испытаний;

проверка защит и измерительных приборов;

сборка трансформатора с заменой уплотнений и гидравлические испытания после ремонта;

испытания после капремонта;

доставка трансформатора до фундамента, монтаж на фундаменте;

подготовка к включению и включение трансформатора под нагрузку;

в начале и конце разгерметизации активной части трансформатора производить отбор образцов твердой изоляции на влагосодержание и степень полимеризации.

18. Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте электродвигателей

18.1. Машины постоянного тока

дефектация в сборе, контрольные измерения и испытания;

демонтаж с рабочего места и транспортировка в мастерскую;

разборка машины;

очистка (мойка);

дефектация якоря обмотанного;

разборка якоря для ремонта (замены) коллектора и обмотки;

ремонт вала;

сборка якоря;

напрессовка коллектора на вал;

изготовление секций якоря;

изолирование обмоткодержателей;

укладка уравнителей;

укладка обмотки;

пайка обмотки;

наложение бандажей на обмотку якоря;

пропитка, сушка, окрашивание якорей и катушек;

испытание на механическую прочность;

дефектация якоря необмотанного;

ремонт активной стали;

замены (изготовление) коллектора;

дефектация щеткодержателей;

дефектация магнитной системы и ремонт катушек главных и дополнительных полюсов;

дефектация и ремонт станины и подшипниковых щитов;

замена подшипников;

сборка машины;

монтаж на рабочем месте;

центровка с приводным механизмом.

18.2. Асинхронные и синхронные электродвигатели (горизонтальные и вертикальные)

предремонтные испытания и измерения;

очистка (мойка);

демонтаж с рабочего места;

дефектация в сборе;

разборка (на месте установки или в мастерской).

18.2.1. Дефектация и ремонт статора

проверка плотности заклиновки пазов статора, состояния изоляции и крепления лобовых частей обмотки;

проверка плотности прессовки активной стали;

покраска статора.

18.2.2. Дефектация и ремонт ротора

проверка целостности и ремонт короткозамкнутой обмотки;

проверка крепления полюсов, обмоток полюсов и межполюсных соединений (синхронных электродвигателей), покраска полюсов обмоток;

проверка целости демпферной обмотки ротора, контактных колец;

дефектация и замена проволочных бандажей;

проточка и шлифовка контактных колец ротора;

проверка состояния щеточного аппарата контактных колец, крепления щеткодержателей и траверс, замена изношенных щеток, регулировка нажатия пружин.

18.2.3. Дефектация и ремонт подшипниковых узлов

18.2.4. Дефектация и ремонт подпятника

разборка маслованны подпятника, чистка, контроль эксцентриситета и выемка сегментов и их опор;

чистка маслованны, проверка состояния крепежных деталей и сварных швов, стаканов опорных болтов и упоров сегментов;

проверка состояния опорных деталей и подпятника и устранение незначительных повреждений, проверка состояния зеркальной поверхности диска, изоляционной прокладки и плотности прилегания его по втулке подпятника;

проверка состояния сегментов и их опор и пришабровка их по поверочной плите;

установка сегментов и регулировка нагрузки на сегменты подпятника;

замена уплотнительных элементов на новые, сборка маслованны и ее уплотнение.

18.2.5. Ремонт маслоохладителей, воздухоохладителей

демонтаж маслоохладителя (воздухоохладителя), его разборка, чистка и промывка, замена прокладок и сборка;

гидравлические испытания и устранение обнаруженных повреждений;

установка маслоохладителя (воздухоохладителя) и его опрессовка с системой.

18.2.6. Сборка электродвигателей, монтаж на рабочем месте

центровка с приводным механизмом;

испытания.

Приложение 5
(обязательное)

РЕМОНТНЫЙ ЦИКЛ, ВИДЫ, ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ РЕМОНТА ЭНЕРГОБЛОКОВ 150-1200 МВт ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ РАО «ЕЭС РОССИИ»

1. Ремонтный цикл, виды и продолжительность ремонта энергоблока 150-1200 МВТ установлены индивидуально по каждой энергоблочной тепловой электростанции.

2. Ремонтный цикл определяет календарный межремонтный период, периодичность и продолжительность плановых видов ремонта в соответствии с нормативами ППР, а также нормативный межремонтный ресурс, рассчитанный из величины ежегодного рабочего времени, равного 6800 часов, принятого при разработке нормативов ППР и соответствующего оптимальной загрузке энергоблоков.

3. Продолжительность каждого вида ремонта исчисляется в календарных сутках, включая выходные дни, но исключая праздничные дни.

4. Номенклатура и объем работ, выполняемых во всех видах ремонта и при техническом обслуживании, приведены в технико-экономических нормативах планово-предупредительного ремонта энергоблоков 150-800 МВт.

5. В случае изменения характеристик и видов сжигаемого топлива по сравнению с проектным, которое учтено при разработке нормативов ремонта, электростанция должна в течение года произвести их корректировку (при необходимости с привлечением ОАО «ЦКБ Энергоремонт») и утвердить новые нормативы ремонта в РАО «ЕЭС России».

6. В таблицах приняты следующие сокращения:

$К_1$ – капитальный ремонт 1 категории*;
$К_2$ – капитальный ремонт 2 категории*;
$К_3$ – капитальный ремонт 3 категории;
С – средний ремонт;
$Т_1$ – текущий ремонт 1 категории;
$Т_2$ – текущий ремонт 2 категории**.

---

* Допускается в течение ремонтного цикла повторное проведение капитального ремонта той же категории вместо ремонта более высокой (сложной) категории. Например: $К_1$ вместо $К_2$, или $К_2$ вместо $К_3$. После капитального ремонта третьей категории ремонтный цикл начинается с капитального ремонта первой категории.

** $Т_2$ – кратковременные плановые остановы энергоблока с целью устранения отдельных мелких неисправностей. Количество, сроки и продолжительность остановов для $Т_2$ планируется электростанцией в пределах норматива на $Т_2$.

Таблица 1

ИРКУТСКАЯ ТЭЦ-10

Энергоблоки 160 МВт (котел ПК-24) с периодичностью

капитального ремонта – 5 лет

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календар-ные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	24+8	13+8	42+8	13+8	13+8	24+8	13+8	46+8	13+8	13+8	24+8	13+8	54+8	30,1

Таблица 2

КРАСНОДАРСКАЯ ТЭЦ

Энергоблоки 150 МВт (котел ТГМ-94) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжитель-ность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календар-ные сутки
Продолжитель-ность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	18+8	13+8	49+8	13+8	13+8	18+8	13+8	49+8	13+8	13+8	18+8	13+8	54+8	29,5

Таблица 3

КРАСНОЯРСКАЯ ГРЭС - 2

Энергоблоки 150 МВт (котел ПК-38) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календар-ные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	24+8	13+8	42+8	13+8	13+8	24+8	13+8	46+8	13+8	13+8	24+8	13+8	54+8	30,1

Таблица 4

НАЗАРОВСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 120 МВт (котел ПК-38) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	24+8	13+8	42+8	13+8	13+8	24+8	13+8	46+8	13+8	13+8	24+8	13+8	54+8	30,1

Продолжение таблицы 4

Энергоблоки 400 МВт (котел П-49) с периодичностью

капитального ремонта - 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	20+10	40+10	20+10	62+10	20+10	40+10	20+10	70+10	20+10	40+10	20+10	83+10	47,9

Таблица 5

НЕВИННОМЫССКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 150 МВт (котел ТГМ-94 открытая компоновка)

с периодичностью капитального ремонта - 5 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	18+8	13+8	49+8	13+8	13+8	18+8	13+8	49+8	13+8	13+8	18+8	13+8	54+8	29,5

Таблица 6

ЧЕРЕПЕТСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 140 МВт (котел ТП-240) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжитель-ность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календар-ные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	24+8	13+8	42+8	13+8	13+8	24+8	13+8	46+8	13+8	13+8	24+8	13+8	54+8	30,1

Продолжение таблицы 6

Энергоблоки 300 МВт (котел П-50, ТПП-110) с периодичностью

капитального ремонта - 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	18+9	27+9	18+9	50+9	18+9	27+9	18+9	55+9	18+9	27+9	18+9	60+9	38,5

Таблица 7

ЯЙВИНСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 160 МВт (котел ТП-92) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	24+8	13+8	42+8	13+8	13+8	24+8	13+8	46+8	13+8	13+8	24+8	13+8	54+8	30,1

Таблица 8

БЕЛОВСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 200 МВт (котел ПК-40-1) с периодичностью

капитального ремонта – 5 лет

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	27+8	13+8	56+8	32,4

Таблица 9

ВЕРХНЕ-ТАГИЛЬСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 200 МВт (котел ПК-33) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	25+8	13+8	56+8	33,1

Продолжение таблицы 9

Энергоблоки 165 МВт (котел ПК-47) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжитель-ность плано-вых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календар-ные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	56+8	30,7

Таблица 10

ГУСИНООЗЕРСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 210 МВт (котел БКЗ-640) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	25+8	13+8	56+8	33,1

Продолжение таблицы 10

Энергоблоки 210 МВт (котел ТПЕ-215) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	25+8	13+8	56+8	33,1

Таблица 11

ЗАИНСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 200 МВт (котел ПК-47) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	56+8	30,7

Таблица 12

КОМСОМОЛЬСКАЯ ТЭЦ-3

Энергоблоки 180 МВт (котел ТПЕ-215) с периодичностью

капитального ремонта – 5 года

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	56+8	30,7

Таблица 13

НЕРЮНГРИНСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 200 МВт (котел ТПЕ-214) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	24+8	13+8	47+8	13+8	24+8	13+8	51+8	13+8	24+8	13+8	59+8	33,6

Таблица 14

НОВОСИБИРСКАЯ ТЭЦ-5

Энергоблоки 180 МВт (котел ТПЕ-214) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	24+8	13+8	47+8	13+8	24+8	13+8	51+8	13+8	24+8	13+8	59+8	33,6

Таблица 15

ПРИМОРСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 200 МВт (котел БКЗ-670) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	25+8	13+8	56+8	33,1

Таблица 16

ПЕЧЕРСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 210 МВт (котел ТГМЕ-206ХЛ) с периодичностью

капитального ремонта - 6 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 40800 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	56+8	29,1

Таблица 17

ПСКОВСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 215 МВт (котел ТПЕ-208) с периодичностью

капитального ремонта - 6 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 40800 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	56+8	29,1

Таблица 18

СМОЛЕНСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 210 МВт (котел ТПЕ-208) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календар-ные сутки
Продолжитель-ность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	56+8	30,7

Продолжение таблицы 18

Энергоблоки 210 МВт (котел ТПЕ-208) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

при сжигании мазута и твердого топлива свыше 25%

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	25+8	13+8	56+8	33,1

Таблица 19

СУРГУТСКАЯ ГРЭС-1

Энергоблоки 210 МВт (котел ТГ-104) с периодичностью капитального ремонта - 6 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 40800 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. Сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	56+8	29,1

Таблица 20

ТОМЬ-УСИНСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 200 МВт (котел ПК-40, ПК-40-1) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	25+8	13+8	56+8	33,1

Таблица 21

ТЮМЕНСКАЯ ТЭЦ-2

Энергоблоки 200 МВт (котел ТГМЕ-206) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	56+8	30,7

Таблица 22

ЧЕЛЯБИНСКАЯ ТЭЦ-3

Энергоблоки 180 МВт (котел ТПЕ-215) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	56+8	30,7

Таблица 23

ЧЕРЕПОВЕЦКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 210 МВт (котел ТПЕ-208) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	25+8	13+8	56+8	33,1

Таблица 24

ХАБАРОВСКАЯ ТЭЦ-3

Энергоблоки 180 МВт (котел ТПЕ-215) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	25+8	13+8	56+8	33,1

Таблица 25

ХАРАНОРСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 215 МВт (котел ТПЕ-216) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	24+8	13+8	47+8	13+8	24+8	13+8	51+8	13+8	24+8	13+8	59+8	33,6

Таблица 26

ШАТУРСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 210 МВт (котел ТП-108) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-торф

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	25+8	13+8	56+8	33,1

Продолжение таблицы 26

Энергоблоки 200 МВт (котел ТМ-104) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

при сжигании мазута свыше 30%

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	56+8	30,7

Продолжение таблицы 26

Энергоблоки 200 МВт (котел ТГ-104) с периодичностью

капитального ремонта - 6 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 40800 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	56+8	29,1

Таблица 27

ЩЕКИНСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 220 МВт (котел ПК-33) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжитель-ность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календар-ные сутки
Продолжитель-ность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	56+8	30,7

Продолжение таблицы 27

Энергоблоки 220 МВт (котел ПК-33) с периодичностью
капитального ремонта – 4 года
при сжигании мазута и твердого топлива свыше 25%
нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	25+8	13+8	56+8	33,1

Таблица 28

ЮЖНОУРАЛЬСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 200 МВт (котел ПК-33) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	56+8	30,7

Продолжение таблицы 28

Энергоблоки 200 МВт (котел ПК-33) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

при сжигании мазута и твердого топлива свыше 25%

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	25+8	13+8	56+8	33,1

Таблица 29

ИРИКЛИНСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 300 МВт (котел ТГМП-314) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календар-ные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	51+8	16+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	68+8	31,1

Продолжение таблицы 29

Энергоблоки 300 МВт (котел ТГМП-314) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

при сжигании мазута свыше 30%

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	25+8	16+8	51+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	25+8	16+8	68+8	39.0

Продолжение таблицы 29

Энергоблоки 300 МВт (котел ПК-41) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	24+8	16+8	49+8	16+8	16+8	24+8	16+8	56+8	16+8	16+8	24+8	16+8	65+8	33,7

Продолжение таблицы 29

Энергоблоки 300 МВт (котел ПК-41) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

при сжигании мазута свыше 30%

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	24+8	16+8	49+8	16+8	24+8	16+8	56+8	16+8	24+8	16+8	65+8	36.2

Продолжение таблицы 29

Энергоблоки 300 МВт (котел ТГМП-114) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	24+8	16+8	49+8	16+8	16+8	24+8	16+8	56+8	16+8	16+8	24+8	16+8	65+8	33,7

Продолжение таблицы 29

Энергоблоки 300 МВт (котел ТГМП-114) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

при сжигании мазута свыше 30%

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	24+8	16+8	49+8	16+8	24+8	16+8	53+8	16+8	24+8	16+8	65+8	35,9

Таблица 30

КАШИРСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 300 МВт (котел П-50) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	18+9	27+9	18+9	50+9	18+9	27+9	18+9	55+9	18+9	27+9	18+9	60+9	38,5

Продолжение таблицы 30

Энергоблоки 300 МВт (котел ТГМП-314) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

при сжигании мазута свыше 30%

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	25+8	16+8	51+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	25+8	16+8	68+8	39.0

Продолжение таблицы 30

Энергоблоки 300 МВт (котел ТГМП-314) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	51+8	16+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	68+8	31,1

Таблица 31

КАРМАНОВСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 300 МВт (котел ПК-41) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

при сжигании мазута свыше 30%

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	24+8	16+8	49+8	16+8	24+8	16+8	56+8	16+8	24+8	16+8	65+8	36.2

Продолжение таблицы 31

Энергоблоки 300 МВт (котел ПК-41) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	51+8	16+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	68+8	31,1

Таблица 32

КИРИШСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 300 МВт (котел ТГМП-114) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-мазут

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	24+8	16+8	49+8	16+8	24+8	16+8	53+8	16+8	24+8	16+8	65+8	35,9

Продолжение таблицы 32

Энергоблоки 300 МВт (котел ТГМП-324) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-мазут

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	24+8	16+8	50+8	16+8	24+8	16+8	61+8	16+8	24+8	16+8	68+8	36,9

Таблица 33

КОНАКОВСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 300 МВт (котел ПК-41) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	24+8	16+8	49+8	16+8	16+8	24+8	16+8	56+8	16+8	16+8	24+8	16+8	65+8	33,7

Продолжение таблицы 33

Энергоблоки 300 МВт (котел ПК-41) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

при сжигании мазута свыше 30%

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	24+8	16+8	49+8	16+8	24+8	16+8	56+8	16+8	24+8	16+8	65+8	36.2

Таблица 34

КОСТРОМСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 300 МВт (котел ТГМП-314) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

при сжигании мазута свыше 30%

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	25+8	16+8	51+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	25+8	16+8	68+8	39.0

Продолжение таблицы 34

Энергоблоки 300 МВт (котел ТГМП-314) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжитель-ность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжитель-ность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	51+8	16+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	68+8	31,1

Продолжение таблицы 34

Энергоблоки 300 МВт (котел ТГМП-114) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжитель-ность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календар-ные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	24+8	16+8	49+8	16+8	16+8	24+8	16+8	56+8	16+8	16+8	24+8	16+8	65+8	33,7

Продолжение таблицы 34

Энергоблоки 300 МВт (котел ТГМП-114) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

при сжигании мазута свыше 30%

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	24+8	16+8	49+8	16+8	24+8	16+8	53+8	16+8	24+8	16+8	65+8	35,9

Продолжение таблицы 34

Энергоблоки 1200 МВт (котел ТГМП-1202) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжитель-ность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календар-ные сутки
Продолжитель-ность ремонта, кал. сутки	24+12	24+12	45+12	24+12	72+12	24+12	24+12	45+12	24+12	78+12	24+12	24+12	45+12	24+12	84+12	33,7

Таблица 35

ТЭЦ-21 МОСЭНЕРГО

Энергоблоки 250 МВт (котел ТГМП-314Ц) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжитель-ность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календар-ные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	68+8	31,5

Таблица 36

ТЭЦ-22 МОСЭНЕРГО

Энергоблоки 250 МВт (котел ТПП-210А) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	18+9	27+9	18+9	58+9	18+9	27+9	18+9	62+9	18+9	27+9	18+9	69+9	40,5

Продолжение таблицы 36

Энергоблоки 250 МВт (котел ТП-210А) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	51+8	16+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	68+8	31,1

Продолжение таблицы 36

Энергоблоки 250 МВт (котел ТПП-210А) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	18+9	18+9	27+9	18+9	58+9	18+9	18+9	27+9	18+9	62+9	18+9	18+9	27+9	18+9	69+9	37,8

Таблица 37

ТЭЦ-23 МОСЭНЕРГО

Энергоблоки 250 МВт (котел ТГМП-314Ц) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	68+8	31,5

Таблица 38

ТЭЦ-25 МОСЭНЕРГО

Энергоблоки 250 МВт (котел ТГМП-314Ц) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжитель-ность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календар-ные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	68+8	31,5

Продолжение таблицы 38

Энергоблоки 250 МВт (котел ТГМП-344А) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	32+8	16+8	69+8	16+8	16+8	32+8	16+8	78+8	41,9

Таблица 39

ТЭЦ-26 МОСЭНЕРГО

Энергоблоки 250 МВт (котел ТГМП-314П) с периодичностью капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжитель-ность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календар-ные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	68+8	31,5

Продолжение таблицы 39

Энергоблоки 250 МВт (котел ТГМП-344А) с периодичностью капитального ремонта - 5 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	32+8	16+8	69+8	16+8	16+8	32+8	16+8	78+8	41,9

Таблица 40

НОВОЧЕРКАССКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 300 МВт (котел ТПП-210, ТПП-210А) с периодичностью капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	18+9	27+9	18+9	50+9	18+9	27+9	18+9	55+9	18+9	27+9	18+9	60+9	38,5

Продолжение таблицы 40

Энергоблоки 300 МВт (котел ТПП-110) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	18+9	25+9	18+9	54+9	18+9	25+9	18+9	62+9	18+9	25+9	18+9	69+9	39,7

Таблица 41

РЕФТИНСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 300 МВт (котел ПК-39) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	18+10	27+10	18+10	50+10	18+10	27+10	18+10	58+10	18+10	27+10	18+10	65+10	40.2

Продолжение таблицы 41

Энергоблоки 500 МВт (котел П-57) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	20+10	40+10	20+10	62+10	20+10	40+10	20+10	70+10	20+10	40+10	20+10	83+10	47.9

Таблица 42

РЯЗАНСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 300 МВт (котел П-59) с периодичностью

капитального ремонта – 3 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 20400 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Среднегодовая продол-жительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	30+12	40+12	65+12	30+12	40+12	70+12	30+12	40+12	80+12	59,2

продолжение таблицы 42

Энергоблоки 800 МВт (котел ТГМП-204) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжитель-ность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календар-ные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	20+10	20+10	37+10	20+10	62+10	20+10	20+10	37+10	20+10	71+10	20+10	20+10	37+10	20+10	78+10	39,5

Продолжение таблицы 42

Энергоблоки 800 МВт (котел ТГМП-204) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

при сжигании мазута свыше 30%

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	20+10	37+10	20+10	62+10	20+10	37+10	20+10	71+10	20+10	37+10	20+10	78+10	46.8

Таблица 43

ГРЭС-24 МОСЭНЕРГО

Энергоблоки 310 МВт (котел П-74) с периодичностью

капитального ремонта – 5 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календар-ные сутки
Продолжитель-ность ремонта, кал. сутки	16+9	16+9	27+9	16+9	59+9	16+9	16+9	27+9	16+9	71+9	16+9	16+9	27+9	16+9	82+9	38,1

Таблица 44

СРЕДНЕ-УРАЛЬСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 300 МВт (котел ТГМП-114) с периодичностью капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	24+8	16+8	49+8	16+8	16+8	24+8	16+8	56+8	16+8	16+8	24+8	16+8	65+8	33,7

Продолжение таблицы 44

Энергоблоки 300 МВт (котел ТГМП-114) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

при сжигании мазута свыше 30%

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	24+8	16+8	49+8	16+8	24+8	16+8	56+8	16+8	24+8	16+8	65+8	35,9

Таблица 45

СТАВРОПОЛЬСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 300 МВт (котел ТГМП-314) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо - газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	51+8	16+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	68+8	31,1

Продолжение таблицы 45

Энергоблоки 300 МВт (котел ТГМП-314) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

при сжигании мазута свыше 30%

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	25+8	16+8	51+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	25+8	16+8	68+8	39.0

Таблица 46

ТРОИЦКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 300 МВт (котел ПК-39) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	18+10	27+10	18+10	50+10	18+10	27+10	18+10	58+10	18+10	27+10	18+10	65+10	40.2

Продолжение таблицы 46

Энергоблоки 500 МВт (котел П-57) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продол-жительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	20+10	40+10	20+10	62+10	20+10	40+10	20+10	70+10	20+10	40+10	20+10	83+10	47.9

Таблица 47

ТЭЦ ЮЖНАЯ ЛЕНЭНЕРГО

Энергоблоки 250 МВт (котел ТГМП-344А) с периодичностью

капитального ремонта - 5 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 34000 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Среднегодовая продолжитель-ность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	16+8	16+8	32+8	16+8	69+8	16+8	16+8	32+8	16+8	78+8	41,9

Таблица 48

БЕРЕЗОВСКАЯ ГРЭС-1

Энергоблоки 800 МВт (котел П-67) с периодичностью

капитального ремонта – 4 года

топливо-уголь

нормативный межремонтный ресурс – 27200 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднегодовая продол-жительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	54+12	74+12	54+12	99+12	54+12	74+12	54+12	109+12	54+12	74+12	54+12	121+12	85.9

Таблица 49

НИЖНЕВАРТОВСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 800 МВт (котел ТГМП-204) с периодичностью капитального ремонта - 6 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 40800 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	Среднегодовая продолжитель-ность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжитель-ность ремонта, кал. сутки	20+10	20+10	37+10	20+10	20+10	62+10	20+10	20+10	37+10	20+10	20+10	71+10	20+10	20+10	37+10	20+10	20+10	78+10	41,2

Таблица 50

ПЕРМСКАЯ ГРЭС

Энергоблоки 800 МВт (котел ТПП-804) с периодичностью капитального ремонта - 6 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 40800 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	20+10	20+10	37+10	20+10	20+10	62+10	20+10	20+10	37+10	20+10	20+10	71+10	20+10	20+10	37+10	20+10	20+10	78+10	41,2

Таблица 51

СУРГУТСКАЯ ГРЭС-2

Энергоблоки 800 МВт (котел ТГМП-204) с периодичностью капитального ремонта - 6 лет

топливо-газ

нормативный межремонтный ресурс – 40800 часов

Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов за цикл
Вид ремонта	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	T_1T_2	K_3T_2	Календарные сутки
Продолжительность ремонта, кал. сутки	20+10	20+10	37+10	20+10	20+10	62+10	20+10	20+10	37+10	20+10	20+10	71+10	20+10	20+10	37+10	20+10	20+10	78+10	41,2

Приложение 6
(рекомендуемое)

НОРМЫ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ПОПЕРЕЧНЫМИ СВЯЗЯМИ ПО ПАРУ И ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЕ, ОБОРУДОВАНИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПЕРИОДИЧНОСТИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

1. Продолжительность ремонта исчисляется в календарных сутках, включая выходные дни, но исключая праздничные дни.
2. Номенклатура и объем работ, выполняемых при капитальном ремонте, приведены в приложении 4 "Номенклатура и регламентированный объем работ при капитальном ремонте оборудования электростанций".
3. Нормы продолжительности ремонта для паровых котлов с поперечными связями приведены в таблице 1 при сжигании пылеугольного топлива с содержанием золы до 35 % при средней абразивности.
   К нормам продолжительности ремонта указанным в таблице 1 применяются коэффициенты:
   - при сжигании пылеугольного топлива с зольностью выше 35% и (или) высокой абразивности – 1,2;
   - при сжигании сланцев – 1,4.
4. Для текущих ремонтов приведена годовая (суммарная) продолжительность ремонтов.
5. Капитальный, средний и текущий ремонт турбогенераторов производится в те же сроки, что и паровых турбин, а гидрогенераторов - в сроки ремонта гидравлических турбин.
6. Капитальный ремонт трансформаторов напряжением 110-150 кВ мощностью 125 МВт и более, трансформаторов напряжением 220 кВ и выше, основных трансформаторов собственных нужд электростанций проводится не позднее чем через 12 лет после ввода в эксплуатацию с учетом результатов профилактических испытаний, а в дальнейшем - по мере необходимости в зависимости от результатов испытаний и технического состояния.

   Остальных трансформаторов - в зависимости от результатов испытаний и их технического состояния.
7. Капитальный ремонт синхронных компенсаторов проводится 1 раз в 4-5 лет.
8. Продолжительность капитального ремонта и его периодичность для оборудования иностранных фирм определяется по аналогичному оборудованию в соответствии с таблицами 1-8.

Таблица 1

Нормы продолжительности ремонта и периодичности капитальных ремонтов паровых котлов, топливо-уголь

Давление пара, МПа (кгс/см^2)	Паропроизводительность, т/ч	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Нормативный межремонтный ресурс, часов	Вид ремонта	Продолжительность ремонта, календарные сутки						
					в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			В году проведения только текущего ремонта
					в капитальном ремонте	в текущем ремонте	всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	всего	
До 6,5 (65) вкл.	До 35 вкл.	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	16	6	22	6	6	12	9
До 6,5 (65) вкл.	Св. 35 до 100 вкл.	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	18	7	25	7	7	14	11
До 6,5 (65) вкл.	Св. 100 до 150 вкл.	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	20	8	28	8	8	16	12
До 6,5 (65) вкл.	Св. 150 до 200 вкл.	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	23	9	32	9	9	18	14
Св. 6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	Св. 70 до 120 вкл.	4	27200	Т-СТ-Т-КТ	23	9	32	9	9	18	14
Св. 6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	150-170	4	27200	Т-СТ-Т-КТ	25	11	36	10	9	19	16
Св. 6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	200-300	4	27200	Т-СТ-Т-КТ	33	13	46	13	13	26	20
14 (140)	210	4	27200	Т-СТ-Т-КТ	35	14	49	15	13	28	22
14 (140)	320	4	27200	Т-СТ-Т-КТ	38	16	54	17	14	31	24
10-11 (100-110)	420-430	4	27200	Т-СТ-Т-КТ	40	16	56	18	16	34	24
14 (140) 15 (150)	400-420	4	27200	Т-СТ-Т-КТ	44	18	62	20	18	38	27
14 (140)	480-500	4	27200	Т-СТ-Т-КТ	46	20	66	24	20	44	30

Таблица 2

Нормы продолжительности ремонта и периодичности капитальных ремонтов паровых котлов, топливо – при сжигании мазута свыше 30%

Давление пара, МПа (кгс/см^2)	Паропроизводительность, т/ч	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Нормативный межремонтный ресурс, часов	Вид ремонта	Продолжительность ремонта, календарные сутки						
					в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			В году проведения только текущего ремонта
					в капитальном ремонте	в текущем ремонте	Всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	Всего	
До 6,5 (65) вкл.	До 35 вкл.	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	14	6	20	7	6	13	9
До 6,5 (65) вкл.	Св. 35 до 100 вкл.	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	16	7	23	7	7	14	11
До 6,5 (65) вкл.	Св. 100 до 150 вкл.	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	18	8	26	8	8	16	12
До 6,5 (65) вкл.	Св. 150 до 200 вкл.	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	21	8	27	8	8	16	12
Св. 6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	Св. 70 до 120 вкл.	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	21	8	29	8	8	16	12
Св. 6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	150-170	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	23	10	33	10	10	20	16
Св. 6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	200-300	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	30	12	42	12	12	24	18
14 (140)	320	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	34	14	48	15	14	29	20
10-11 (100-110)	420-430	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	36	14	50	16	14	30	10
14 (140) 15 (150)	400-420	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	40	16	56	18	16	34	22
14 (140)	480-500	5	34000	Т-Т-СТ-Т-КТ	42	18	60	22	18	40	24

Таблица 3

Нормы продолжительности ремонта и периодичности капитальных ремонтов паровых котлов, топливо - газ

Давление пара, МПа (кгс/см^2)	Паропроизводительность, т/ч	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Нормативный межремонтный ресурс, часов	Вид ремонта	Продолжительность ремонта, календарные сутки						
					в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			В году проведения только текущего ремонта
					в капитальном ремонте	в текущем ремонте	Всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	Всего	
До 6,5 (65) вкл.	До 35 вкл.	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	14	6	20	7	6	13	9
До 6,5 (65) вкл.	Св. 35 до 100 вкл.	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	16	6	22	7	6	13	10
До 6,5 (65) вкл.	Св. 100 до 150 вкл.	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	18	6	24	8	6	14	10
До 6,5 (65) вкл.	Св. 150 до 200 вкл.	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	20	6	26	8	6	14	12
Св. 6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	Св. 70 до 120 вкл.	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	20	8	28	10	8	18	14
Св. 6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	150-170	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	22	8	30	10	8	18	14
Св. 6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	200-300	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	28	10	38	12	10	22	16
14 (140)	210	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	30	10	40	14	10	24	16
14 (140)	320	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	33	11	44	14	11	25	17
10-11 (100-110)	420-430	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	34	11	45	16	11	27	17
14 (140) 15 (150)	400-420	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	39	12	56	16	12	28	24
14 (140)	480-500	6	40800	Т-Т-СТ-Т-Т-КТ	41	12	59	20	12	32	21

Таблица 4

Нормы продолжительности ремонта и периодичности капитальных ремонтов паровых турбин

Тип турбины	Давление пара, МПа (кгс/см^2)	Мощность, МВт	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Нормативный межремонтный ресурс, часов	Вид ремонта	Продолжительность ремонта, календарные сутки						
						в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			В году проведения только текущего ремонта
						в капитальном ремонте	в текущем ремонте	Всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	Всего	
Турбины конденсационные и теплофикационные одноцилиндровые	6,5 (65)	до 12	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	12	-	12	-	-	-	4
Турбины конденсационные и теплофикационные двухцилиндровые	до 6,5 (65)	до 12	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	13	-	13	-	-	-	4
Турбины конденсационные и теплофикационные одноцилиндровые	до 6,5 (65)	13-15	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	16	-	16	-	-	-	5

Тип турбины	Давление пара, МПа (кгс/см^2)	Мощность, МВт	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Нормативный межремонтный ресурс, часов	Вид ремонта	Продолжительность ремонта, календарные сутки						
						в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			В году проведения только текущего ремонта
						в капитальном ремонте	в текущем ремонте	Всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	Всего	
Турбины конденсационные и теплофикационные двухцилиндровые	до 6,5 (65)	13-24	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	18	-	18	-	-	-	6
Турбины конденсационные и теплофикационные одноцилиндровые	до 6,5 (65)	26-50	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	21	-	21	-	-	-	6
Турбины конденсационные и теплофикационные двухцилиндровые	до 6,5 (65)	26-50	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	23	-	23	-	-	-	7
Турбины конденсационные и теплофикационные двухцилиндровые	до 6,5 (65)	51-100	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	25	-	25	-	-	-	7

Тип турбины	Давление пара, МПа (кгс/см^2)	Мощность, МВт	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Нормативный межремонтный ресурс, часов	Вид ремонта	Продолжительность ремонта, календарные сутки						
						в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			В году проведения только текущего ремонта
						в капитальном ремонте	в текущем ремонте	Всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	Всего	
Турбины с противодавлением	до 6,5 (65)	до 12	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	12	-	12	-	-	-	4
ПТ-12-90/10	9 (90)	12	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	18	-	18	-	-	-	6
К-25-90	9 (90)	25	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	23	-	23	-	-	-	7
ПТ-25/90/10	9 (90)	25	4	27200	Т-Т-Т-К	25	-	25	-	-	-	8
Р-12-90/13 Р-12-90/18 Р-12-90/31	9 (90)	12	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	18	-	18	-	-	-	6
Р-25-90/18 Р-25-90/31	9 (90)	25	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	27	-	27	-	-	-	7
ПР-25-90/10/09	9 (90)	25	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	27	-	27	-	-	-	7
К-50-90	9 (90)	50	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	26	-	26	-	-	-	7
К-100-90	9 (90)	100	5	34000	Т-Т-С-Т-К	31	-	31	12	-	12	9
ПТ-60/75-90/13	9 (90)	60	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	31	-	31	-	-	-	9
Т-50/60-130	13 (130)	50	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	35	-	35	-	-	-	9

Тип турбины	Давление пара, МПа (кгс/см^2)	Мощность, МВт	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Нормативный межремонтный ресурс, часов	Вид ремонта	Продолжительность ремонта, календарные сутки						
						в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			В году проведения только текущего ремонта
						в капитальном ремонте	в текущем ремонте	Всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	Всего	
ПТ-50/60-130/7	13 (130)	50	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	35	-	35	-	-	-	9
Р-40-130/31	13 (130)	40	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	23	-	23	-	-	-	6
Р-50-130/13	13 (130)	50	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	25	-	25	-	-	-	7
ПТ-60/75-130/13	13 (130)	60	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	36	-	36	-	-	-	9
ПТ-80/100-130/13	13 (130)	80	5	34000	Т-Т-Т-Т-К	36	-	36	-	-	-	9
Т-100/120-130/15	13 (130)	100	5	34000	Т-Т-С-Т-К	40	-	40	16	-	16	8
Р-100-130/15	13 (130)	100	5	34000	Т-Т-С-Т-К	29	-	29	16	-	16	8
ПТ-135/165-130/15	13 (130)	135	5	34000	Т-Т-С-Т-К	38	-	38	16	-	16	8
Т-175/210-130	13 (130)	175	5	34000	Т-Т-С-Т-К	42	-	42	17	-	17	9

Таблица 5

Нормы продолжительности ремонта и периодичности капитальных ремонтов гидравлических турбин

Тип гидротурбины	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Продолжительность ремонта, календарные сутки			
		в году проведения капитального ремонта			в году проведения текущего ремонта
		в капитальном ремонте	в текущем ремонте	всего	
Ковшовые и радиально-осевые с диаметром рабочего колеса от 1,5 до 2,9 м	5-7	22	4	26	6
Радиально-осевые с диаметром рабочего колеса от 3,0 до 5,4м, мощностью до 100 МВт включительно	То же	28	5	33	8
То же, мощностью более 100 МВт	–"–	30	6	36	9
Радиально-осевые с диаметром рабочего колеса от 5,5 до 6,5 м. мощностью до 150 МВт включительно	–"–	32	7	39	9
То же, мощностью более 150 МВт	–"–	37	8	45	14
Радиально-осевые с диаметром рабочего колеса 7,0 м и выше	–"–	42	9	51	16
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса до 3,6 м	–"–	25	4	29	7
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса от 3,6 до 4,5 м	–"–	28	5	33	8

Тип гидротурбины	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Продолжительность ремонта, календарные сутки			
		в году проведения капитального ремонта			в году проведения текущего ремонта
		в капитальном ремонте	в текущем ремонте	всего	
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса от 5,0 до 7,5 м	–"–	31	7	38	9
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса от 8,0 до 9,5 м	5-7	35	8	43	12
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса свыше 9,5 м	–"–	38	9	47	14
Капсульные гидроагрегаты при диаметре рабочего колеса турбины до 6,0 м	–"–	30	7	37	9
Капсульные гидроагрегаты при диаметре рабочего колеса турбины более 6,0 м	–"–	35	8	43	9

Примечания: 1. Нормы продолжительности ремонта гидравлических турбин в зимних условиях увеличиваются на 10%, а для ГЭС, расположенных в условиях Крайнего Севера на 15%.

2. Продолжительность планово-предупредительного ремонта гидравлических турбин мощностью до 10 МВт не нормируется.

3. Увеличение продолжительности плановых ремонтов при работе ГЭС в непроектном режиме утверждается РАО "ЕЭС России" для каждой электростанции

Таблица 6

Нормы продолжительности ремонта газотурбинных установок

Мощность турбины, МВа	Продолжительность ремонта, календарные сутки		
	В капитальном ремонте	В среднем ремонте	В текущем ремонте
От 2,5 до 12,0. вкл.	78	28	8
Св.12,0 до 25,0 вкл.	86	35	10
Св.25,0 до 75,0 вкл.	92	52	10
Св.75,0 до 150,0 вкл.	110	72	12
Св.150,0	122	76	14

Примечания:

1. Капитальный ремонт проводится через 8000 эквивалентных часов использования турбины.

2. Средний ремонт проводится через 4000 эквивалентных часов использования после проведения капитального ремонта

3. Текущие ремонты проводятся через 1000 эквивалентных часов использования, если их периодичность не совпадает с проведением капитального или среднего ремонта

Таблица 7

Нормы продолжительности ремонта трансформаторов

Класс напряжения, кВ	Мощность трансформатора, кВА	Продолжительность ремонта, календарные сутки	
		в капитальном ремонте	в текущем ремонте
До 35	До 4000	6	2
То же	4001-10000	8	2
-"-	10001-16000	9	2
-"-	16001-25000	14	2
-"-	25001-40000	18	3
-"-	40001-80000	22	3
110-150	До 16000	14	2
То же	16001-25000	18	2
-"-	25001-40000	22	3
-"-	40001-80000	26	3
-"-	80001-160000	30	4
-"-	160001-250000	34	4
-"-	250001-400000	38	5
220	До 25000	22	3
То же	25001-40000	26	3
-"-	40001-80000	30	3
-"-	80001-160000	34	4
-"-	160001-250000	38	7
-"-	250001-400000	42	8
-"-	400001-630000	46	8
330	До 80000	34	5
То же	80001-160000	38	6
-"-	160001-250000	42	8

Класс напряжения, кВ	Мощность трансформатора, кВА	Продолжительность ремонта, календарные сутки	
		в капитальном ремонте	в текущем ремонте
330	250001-400000	46	9
-"-	400001-630000	50	9
-"-	Свыше 630000	54	11
500	До 80000	38	8
-"-	80001-160000	42	9
-"-	160001-250000	46	10
-"-	250001-400000	50	11
-"-	400001-630000	54	12

Примечания:

1. Продолжительность ремонта приведена для силовых трансформаторов и автотрансформаторов общего назначения с РПН и шунтирующих реакторов, исходя из односменной работы.

2. Продолжительность ремонта трансформаторов не включает время, необходимое для сушки активной части.

Таблица 8

Нормы продолжительности ремонта синхронных компенсаторов

Мощность компенсатора, МВА	Продолжительность ремонта, календарные сутки		
	в капитальном ремонте		в текущем ремонте
	с выводом ротора	без вывода ротора	
До 6 вкл.	9	4	4
Св.6 до 10 вкл.	12	6	4
15	15	8	4
30	20	9	5
37,5 (с водородным охлаждением)	25	6	6
50 (с водородным охлаждением)	30	12	6
75 (с водородным охлаждением)	35	12	7
100 (с водородным охлаждением)	40	12	7

Примечания:

1. Первая выемка ротора производится не позднее чем через 8000 ч работы после ввода в эксплуатацию.

2. Выемка ротора при последующих ремонтах осуществляется по мере необходимости или в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

Приложение 7
(обязательное)

_____
наименование генерирующей или управляющей компании

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

_____ _____
подпись расшифровка

_____ _____
дата

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ПЛАН

ремонта энергоблоков/энергоустановок

_____ на период с _____ по _____ г.
наименование электростанции

Год, месяц вывода в ремонт	Станц.№ энергоблока, энергоустановки	Мощность, МВт; Паропроизводительность, т/ч	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Продолжительность ремонта, сутки		Перечень сверхтиповых работ	Нормативный межремонтный ресурс до капитального (среднего) ремонта, час	Планируемый межремонтный ресурс до капитального (среднего) ремонта, час.	Планируемая стоимость ремонта, млн.руб.		
				нормативная	планируемая				Всего по энергоблоку/ энергоустановке	в том числе	
										Типовой объем	Сверхтиповые работы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Всего по электростанции											

Главный инженер _____ _____
подпись расшифровка

_____
наименование электростанции

ГРАФИК

фактического проведения ремонтов энергоблоков/энергоустановок_____
наименование электростанции
в пятилетний период, предшествующий планируемому

Станционный номер энергоблока, энергоустановки	Установленная мощность, МВт	Годы									
		Вид ремонта	Число часов работы	Вид ремонта	Число часов работы	Вид ремонта	Число часов работы	Вид ремонта	Число часов работы	Вид ремонта	Число часов работы

Главный инженер

_____ _____
подпись расшифровка

_____
наименование электростанции

Приложение 8
(обязательное)

_____
наименование генерирующей или управляющей компании

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

_____ _____
подпись расшифровка

_____
дата

ГОДОВОЙ ПЛАН

ремонта энергоблоков/энергоустановок

_____ на _____ год
наименование электростанции

Станц. № энергоблока, энергоустановки	Мощность, МВт; Паропроизводительность, т/ч	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Планируемое время ремонта			Перечень сверхтиповых работ	Нормативный межремонтный ресурс до капитального (среднего) ремонта, час	Планируемый межремонтный ресурс до капитального (среднего) ремонта, час.	Планируемая стоимость ремонта, млн.руб.		
			Начало дата	Окончание дата	Продолжительность, сутки				Всего по энергоблоку/ энергоустановке	в том числе	
										Типовой объем	Сверхтиповые работы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Всего по электростанции											

Главный инженер _____ _____
подпись расшифровка

_____
наименование электростанции

Приложение 9
(обязательное)

Порядок обоснования продолжительности ремонта энергоблоков более нормативной

1. В случаях, когда годовым планом ремонта предусматривается производство в плановый ремонт (капитальный, средний или текущий) сверхтиповых объемов ремонтных работ, требующих для своего выполнения увеличения продолжительности ремонта энергоблоков мощностью 160 МВт и выше, более нормативной, электростанция обязана произвести согласование этого увеличения в РАО "ЕЭС России".

2. Для согласования электростанция должна представить:

- сопроводительное письмо;
- пояснительную записку;
- документы, обосновывающие необходимость выполнения сверхтиповых объемов ремонтных работ;
- номенклатуру и объемы сверхнормативных ремонтных работ;
- сетевую модель работ критической зоны;
- расчет трудозатрат на выполнение сверхтиповых объемов ремонтных работ;
- чертежи общих видов оборудования и ремонтируемых узлов;
- проект производства работ для ремонта (при необходимости).

2.1. В сопроводительном письме электростанции в адрес РАО "ЕЭС России" указывается:

- станционный номер и мощность энергоблока, вид ремонта, планируемая продолжительность, предварительно согласованная с СО-ОДУ (ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»);
- причины необходимости выполнения сверхтиповых объемов работ и соответствующего увеличения продолжительности ремонта.

2.2. Пояснительная записка должна содержать краткую информацию о состоянии оборудования:

- тип установленного оборудования;
- год ввода в эксплуатацию;
- число часов работы энергоблока от последнего капитального ремонта до начала планируемого и с момента ввода в эксплуатацию;
- дата и продолжительность последнего капитального ремонта с указанием выполненных объемов работ;
- дата и продолжительность средних ремонтов в период между последним капитальным и планируемым;
- вид и % сжигаемого топлива (проектное и фактическое);
- причины необходимости выполнения сверхтиповых объемов работ;
- сведения об обеспечении запасными частями и материалами к началу ремонта (наличие на складе, номер договора и т.д.)

2.3.Необходимость выполнения сверхтиповых объемов ремонтных работ должна подтверждаться актами о техническом состоянии оборудования и его составных частей.

2.4.Номенклатура и объемы сверхтиповых ремонтных работ должны отражать физический объем (количество, вес заменяемых поверхностей нагрева и т.д.) и трудозатраты на их выполнение. Перечень сверхтиповых объемов работ подписывается руководством электростанции.

2.5.Сетевая модель работ критической зоны, определяющая продолжительность ремонта, согласовывается с ремонтной организацией и утверждается руководством электростанции.

Данная модель должна являться фрагментом комплексной сетевой модели ремонта энергоблока и разрабатываться в соответствии с отраслевыми методическими указаниями.

Основные требования к модели:

– номенклатура и объем работ должны соответствовать перечню сверхтиповых объемов работ;

– последовательность выполнения работ определяется технологией проведения ремонта при соблюдении правил техники безопасности;

– выполнение работ критической зоны планируется в трехсменном режиме по скользящему графику.

2.6. Расчет трудозатрат на выполнение работ критической зоны проводится по действующим нормам времени.

2.7. Представляются чертежи общих видов оборудования и узлов, ремонт которых определяет увеличение продолжительности ремонта (чертежи после согласования возвращаются представителю).

3. Рассмотрение комплекта документов по обоснованию сверхнормативной продолжительности ремонта производится ОАО "ЦКБ Энергоремонт" с 01 июня по 15 октября года, предшествующего планируемому.

4. Результаты рассмотрения оформляются соответствующим заключением, которое подписывается руководством ОАО "ЦКБ Энергоремонт" и утверждается РАО "ЕЭС России".

Приложение 10
(обязательное)

Порядок обоснования проведения ремонта энергоблока с периодичностью, меньше установленной в нормативном ремонтном цикле

1. В случаях, когда годовым планом ремонта предусматривается производство ремонта энергоблока с периодичностью меньше установленной в нормативном ремонтном цикле, электростанция обязана произвести согласование этого уменьшения с РАО "ЕЭС России".

2. Электростанция должна представить на согласование:

- сопроводительное письмо;

- документы, обосновывающие необходимость проведения ремонта с периодичностью, меньше установленной нормативным ремонтным циклом;

- утвержденный перспективный план ремонтов.

2.1. В сопроводительном письме электростанции в адрес РАО "ЕЭС России" указывается:

- станционный номер и мощность энергоблока, вид ремонта, планируемая продолжительность, предварительно согласованная с СО-ОДУ (ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»);

- причины необходимости проведения ремонта с периодичностью, меньше установленной в нормативном ремонтном цикле;

- план мероприятий по доведению периодичности до нормативной.

2.2. Документами, обосновывающими необходимость проведения ремонта энергоблока, являются аварийные акты, приказы, циркуляры, акты оценки технического состояния оборудования, результаты контроля, испытаний и т.д.

3. Порядок рассмотрения представляемой документации

3.1. Рассмотрение комплекта документов по обоснованию уменьшения нормативной периодичности ремонта производится ОАО "ЦКБ Энергоремонт" с 1 июня по 15 октября года, предшествующего планируемому.

3.2. Результаты рассмотрения оформляются соответствующим заключением, которое подписывается руководством ОАО "ЦКБ Энергоремонт" и утверждается РАО "ЕЭС России".

Приложение 11
(рекомендуемое)

Планы подготовки ремонтов

1.В перспективный план подготовки к ремонтам рекомендуется включать следующие организационно-технические мероприятия:

- определение и формирование величины затрат на ремонт по видам и (или) группам оборудования, зданиям и сооружениям и в целом по энергопредприятию;

- определение номенклатуры и объемов потребности в материально-технических ресурсах по видам и (или) группам оборудования, зданиям и сооружениям, необходимых для выполнения ремонтов и модернизации и формирование суммарной потребности в целом по энергопредприятию;

- определение потребности в трудовых ресурсах по видам и (или) группам оборудования, зданиям и сооружениям, необходимых для выполнения ремонтов и модернизации и формирование суммарной потребности в целом по энергопредприятию;

- разработка программного и нормативно-информационного обеспечения, необходимого для эффективного функционирования автоматизированной системы управления деятельностью энергопредприятия по ТОиР основных производственных фондов;

- обеспечение своевременной разработки конструкторской документации на модернизацию оборудования;

- разработка планов размещения габаритных узлов ремонтируемого оборудования на ремонтных площадках, схем грузопотоков в главном корпусе и по территории электростанции;

- разработка проектов, изготовление и монтаж недостающих стационарных и съемных грузоподъемных средств;

- определение потребности в универсальном и специальном технологическом оборудовании, ремонтной оснастке, инструменте и сроков обеспечения ими;

- разработка проектов, изготовление и монтаже недостающих стационарных и переносных ремонтных площадок;

- разработка проектов и изготовление недостающих инвентарных лесов, подмостей, и других приспособлений для производства работ на высоте и разработка способов их крепления;

- разработка планов размещения рабочих мест на ремонтных площадках и оснащения их недостающими постами энергоснабжения (кислородом, ацетиленом, пропанбутаном, сжатым воздухом, электрическими разводками для электросварки, термообработки и привода механизмов и инструмента);

- расширение действующих и организация новых (временных) производственных мощностей для ремонтных бригад в главном корпусе и вспомогательных объектах энергопредприятия;

- расширение при необходимости служебных и бытовых помещений, мастерских, инструментальных кладовых и др.; приобретение или изготовление транспортабельных кабин руководителей ремонта;

- определение потребности в жилье для ремонтного персонала подрядных организаций, привлекаемых к выполнению ремонтов;

- разработка ремонтной документации с привлечением по договору конструкторских, конструкторско-технологических организаций и ремонтных предприятий;

- уточнение перспективного плана подготовки ремонтов и модернизации сбалансированного по финансовым, материальным и трудовым ресурсам в целом по энергопредприятию.

2.В годовой план подготовки к ремонтам рекомендуется включать следующие организационно-технические мероприятия:

- распределение плановой величины затрат на ремонт по отдельным видам и (или) группам оборудования, зданиям и сооружениям с созданием финансовых резервов на уровне энергопредприятия, отдельных его очередей;

- определение уточненной номенклатуры и объемов потребности в материально-технических ресурсах для выполнения ремонтов и модернизации отдельных групп или видов оборудования, зданий и сооружений;

- определение уточненной потребности в трудовых ресурсах для выполнения ремонтов и модернизации отдельных групп или видов оборудования, зданий и сооружений;

- распределение номенклатуры и объемов ремонтных работ между собственным ремонтным персоналом и привлекаемыми к выполнению ремонтов подрядными организациями.

3.В план подготовки к ремонту конкретного энергоблока (энергоустановки) рекомендуется включать следующие организационно-технические мероприятия:

- организация и участие в проведении предремонтных испытаний, в определении фактического технического состояния оборудования и составлении ведомости объема ремонта;

- уточнение номенклатуры, количества оборудования, материалов и запасных частей в соответствии с утвержденной ведомостью объема ремонта;

- проверка наличия, а при необходимости, приобретение недостающего оборудования, материалов и запасных частей;

- проверка оборудования, материалов и запасных частей на соответствие требованиям технической документации;

- установление (уточнение) порядка получения, доставки на ремонтные площадки и хранения оборудования, материалов и запасных частей;

- размещение заказов на механическую обработку крупных деталей, если станочный парк энергопредприятия не может обеспечить необходимой обработки;

- проверка состояния производственных, служебных, санитарно-бытовых и жилых помещений, предоставляемых командируемому персоналу подрядных организаций;

- проверка технического состояния (при необходимости проведение ремонта) грузоподъемных средств, технологической оснастки, средств механизации, постов энергоносителей и др., проведению освидетельствования механизмов и оборудования, подведомственных Госгортехнадзору;

- организация на ремонтных площадках рабочих мест, дополнительного освещения и постов энергоносителей и др.;

- корректировка конструкторской и технологической документации на ремонт и проектов производства работ в целях приведения их в соответствие с планируемой номенклатурой и объемом ремонтных работ;

- разработка недостающей конструкторской и технологической документации для выполнения сложных ремонтных работ, включенных в ведомость объема ремонта энергоблока (установки);

- корректировка сетевого графика ремонта в целях приведения его в соответствие с планируемой номенклатурой и объемом ремонтных работ, сроком ремонта и располагаемой численностью ремонтного персонала;

- организация и проведение конкурсных торгов на выполнение работ по ремонту и модернизации подрядными организациями;

- организация заключения Договоров с победителями конкурсных торгов;

- разработка месячных планов и графиков ремонта по отдельным группам или видам оборудования, зданиям и сооружениям;

- согласование сроков и объемов поставок материально-технических ресурсов по сроками ремонта энергоблоков и (или) энергоустановок;

- уточнение, при необходимости, договоров на поставку материально-технических ресурсов;

- привязка типовой ремонтной документации к условиям выполнения ремонтов на энергопредприятии;

- разработка конструкторской документации на изготовление ремонтной оснастки, инструмента, запасных частей, узлов и деталей оборудования и т.д.;

- разработка технологической документации на ремонт оборудования, проектов производства ремонтных работ, ремонтных формуляров или технологических карт контроля и измерений, планов размещения узлов ремонтируемого оборудования на ремонтных площадках, схем грузопотоков и т.д.;

- разработка сетевых графиков ремонта;

- разработка программ или определение возможности использования типовых программ испытания оборудования до и после ремонта;

- изготовление ремонтной оснастки, инструмента, запасных частей, узлов и деталей оборудования необходимых для выполнения ремонтных работ;

- установление номенклатуры, объемов и сроков проведения подготовительных работ, для выполнения которых требуются материалы и запасные части;

- уточнение годового плана подготовки ремонтов и модернизации, сбалансированного по финансовым, материальным и трудовым ресурсам по отдельным группам или видам оборудования, зданиям и сооружениям.

4.Рекомендуемая форма перспективного плана подготовки к ремонтам приведена далее.

Годовой план подготовки к ремонтам и план подготовки к ремонту энергоблока (энергоустановки) составляются по аналогичной форме со следующими изменениями:

- изменяется заголовок плана;

- план подготовки к ремонту энергоблока (энергоустановки) подписывается ответственным исполнителем и утверждается главным инженером электростанции.

Форма перспективного плана подготовки к ремонтам

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер

_____
наименование генерирующей или управляющей компании

_____ _____
подпись расшифровка

_____
дата

Перспективный план подготовки к ремонтам на _____ годы

_____
наименование электростанции

№ п/п	*Наименование организационно-технического мероприятия*	*Подразделение исполнитель*	*Стоимость исполнения мероприятия, тыс.руб.*	*Сроки исполнения*		Промежуточные сроки контроля исполнения	Примечание
				начало	окончание		

Главный инженер _____ _____ _____
дата подпись расшифровка

Приложение 12
(обязательное)

Форма ведомости планируемых работ по ремонту

_____
наименование электростанции

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер

_____ _____
подпись расшифровка

_____
дата

ВЕДОМОСТЬ

планируемых работ по _____ ремонту
вид ремонта

_____ установки станц. № _____
наименование

Срок ремонта с _____ по _____

Наименование и обозначение оборудования	Наименование сборочных единиц (узлов) номенклатура планируемых работ	Объем планируемых работ		Стоимость, тыс.руб	Цех электростанции или предприятие -исполнитель работ
		ед.изм.	кол-во		

Начальник _____ цеха
наименование эксплуатационного цеха

_____ _____
подпись расшифровка

Начальник _____ цеха
электростанции-исполнителя работ

_____ _____
подпись расшифровка

Руководитель подразделения предприятия _____
исполнителя работ

_____ _____
подпись расшифровка

Примечание. По каждой сборочной единицы (узлу) перечисляются типовые работы, затем сверхтиповые работы и работы по модернизации

Приложение 13
(обязательное)

Форма ведомости дополнительных работ по ремонту

_____ _____
наименование электростанции

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
_____ _____
подпись расшифровка
_____
дата

ВЕДОМОСТЬ
дополнительных работ по _____ ремонту
вид ремонта
_____ установки станц. № _____
наименование
Срок ремонта с _____ по _____

Наименование и обозначение оборудования	Наименование сборочных единиц (узлов) номенклатура дополнительных работ	Объем дополнительных работ		Стоимость тыс.руб.	Основание (причины) для включения дополнительных работ	Цех электростанции или предприятие-исполнитель работ
		ед.изм.	кол-во			

Начальник _____ цеха
наименование эксплуатационного цеха

_____ _____
подпись расшифровка

Начальник _____ цеха
электростанции-исполнителя работ

_____ _____
подпись расшифровка

Руководитель подразделения предприятия _____ _____
исполнитель работ

_____ _____
подпись расшифровка

Приложение 14
(обязательное)

Форма протокола исключения работ из ведомости планируемых работ по ремонту

_____
наименование электростанции

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
_____ _____
подпись расшифровка
_____
дата

ПРОТОКОЛ
исключения работ из ведомости планируемых
работ по_____ремонту
вид ремонта
_____установки станц. № _____
наименование
Срок ремонта с _____по _____

Наименование и обозначение оборудования	Наименование сборочных единиц (узлов) номенклатура исключаемых работ	Объем исключаемых работ		Стоимость тыс.руб.	Причины исключения
		ед.изм.	кол-во		

Начальник _____ цеха
наименование эксплуатационного цеха

_____ _____
подпись расшифровка

Начальник _____ цеха
электростанции- исполнителя работ

_____ _____
подпись расшифровка

Руководитель подразделения предприятия _____
исполнителя работ

_____ _____
подпись расшифровка

Приложение 15
(рекомендуемое)

_____
наименование электростанции

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
_____
наименование генерирующей или управляющей компании

_____ _____
подпись расшифровка

_____
дата

А К Т
готовности электростанции к капитальному (среднему) ремонту энергоблока (_____ установки), станц.№_____

Комиссия в составе:
Председателя _____
(должность, предприятие, Ф.И.О.)
и членов комиссии: _____
(должность, предприятие, Ф.И.О.)
_____
_____
" " _____200 г. проверили готовность _____
наименование электростанции
к капитальному (среднему) ремонту энергоблока (_____установки), станц.№ выводимой в ремонт с _____200 г. на срок _____ суток.

1. Проверкой выполнения плана подготовки ремонта оборудования энергоблока (_____ установки), проведенной комиссией установлено следующее:

1.1. Запасные части, материалы, оборудование взамен выработавшего ресурс подготовлены (не)¯ полностью.

¯Для выполнения ремонта в соответствии с планом электростанции недостает: _____
_____
_____

1.2.Производственные бригады собственного ремонтного персонала и подрядных предприятий-исполнителей ремонта сформированы в (не)¯ полном численном и профессиональном составе

¯В производственных бригадах недостает:_____
_____
_____

1.3. Грузоподъемные средства, технологическая оснастка, средств механизации, посты энергоносителей, ремонтные площадки и др. подготовлены (не) полностью.

Необходимо подготовить:_____

_____

_____

1.4. График производства ремонтных работ, технологические, нормативные и организационные документы, определяющие производственные задания подразделениям- исполнителям ремонта подготовлены (не)¯ полностью.

–Не подготовлены следующие документы:_____

_____

_____

1.5. Кроме того, из плана подготовки к ремонту энергоблока (_____установки) не выполнены следующие организационно-технические мероприятия:

Наименование мероприятия	Подразделение-Исполнитель	Сроки исполнения		Причины невыполнения
		Начало	окончание	

2. На основании результатов проверки комиссия заключает:

2.1. Электростанция к выполнению ремонта в сроки установленные планом (не)¯ готова.

2.2. План подготовки ремонта оборудования (_____установки) выполнен в (не)¯ полном объеме.

2.3. Для обеспечения производства работ в соответствии с планом ремонта необходимо выполнить следующие мероприятия:

Наименование мероприятия	Подразделение-исполнитель	Срок выполнения

2.4.Для обеспечения выполнения ремонта в установленные сроки необходимо из ведомостей работ по ремонту (_____ установки) исключить следующие работы:

Наименование, обозначение Оборудования	Наименование сборочных единиц (узлов) Перечень исключаемых работ

2.5.Для обеспечения выполнения ремонта (_____установки) в полном объеме согласно плану необходимо календарные сроки ремонта изменить:

начало _____, окончание _____.

Председатель комиссии _____ _____
подпись расшифровка

Члены комиссии _____ _____
подпись расшифровка

_____ _____
подпись расшифровка

Приложение 16
(рекомендуемое)

Электростанция _____

ВЕДОМОСТЬ

основных параметров технического состояния котельной установки,
станц.№._____, с паровым котлом
типа _____, завод _____,
заводской № _____год пуска в эксплуатацию _____
Котельная установка находилась в _____ремонте
(вид ремонта)
с _____ 200 г. до _____200 г.

Параметр технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
		до капитального ремонта	после капитального ремонта	
1	2	3	4	5
1. Топливо, его характеристика				
2. Количество работающих систем пылеприготовления				
3. Тонкость пыли R_{90} (R_{100}), %				
4. Количество работающих горелок				
5. Избыток воздуха за пароперегревателем, α "пе"				
6. Паропроизводительность, приведенная к номинальным параметрам, т/ч				
7. Температура перегретого пара, °С				
8. Температура пара промперегрева, °С				
9. Температура питательной воды, °С				
10. Температура в контрольных точках пароводяного тракта в.д. и промежуточного перегревателя, °С				
11. Максимальная развертка температуры стенок змеевиков поверхностей нагрева в характерных местах				
12. Присосы холодного воздуха в топку				
13. Присосы холодного воздуха в системы пылеприготовления				

1	2	3	4	5
14. Присосы в конвективные газоходы котла				
15. Присосы в газоходы от воздухоподогревателя до дымососов				
16. Разрежение перед направляющими аппаратами дымососов, кг/м^2				
17. Степень открытия направляющих аппаратов дымососов, %				
18. Степень открытия направляющих аппаратов вентиляторов, %				
19. Температура уходящих газов, °С				
20. Потери тепла с уходящими газами, %				
21. Потери тепла с механической неполнотой сгорания, %				
22. К.п.д. котла «брутто», %				
23. Удельный расход электроэнергии на пылеприготовление, кВт.ч/т топлива				
24. Удельный расход электроэнергии на тягу и дутье, кВт. ч/т пара				
25. Содержание в дымовых газах NO (при α =1,4), мг/нм^3				
– Принимается по режимной карте				

Представитель электростанции (Ф.И.О.)

Руководитель ремонта (Ф.И.О.)

Приложение 17
(рекомендуемое)

Электростанция _____

ВЕДОМОСТЬ

основных параметров технического состояния паротурбинной установки станц.№ _____ с турбиной типа (фирма)_____

заводской № _____, год выпуска _____, год пуска

в эксплуатацию _____.

Паротурбинная установка находилась в _____ремонте
(вид ремонта)

с _____200 г. до _____200 г.

Параметр технического состояния		Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
			до капитального ремонта	после капитального ремонта	
1.Общие параметры					
Максимальная приведенная мощность турбины, МВт					
Расход пара при номинальной мощности, т/ч					
Давление пара в контрольной ступени, МПа (кгс/см^2)					
2. Вибрация подшипников (суммарная), мм/с (мкм)					
Подшипник № 1	Вертикальная Поперечная Осевая				
Подшипник № 2	Вертикальная Поперечная Осевая				
Подшипник № 3	Вертикальная Поперечная Осевая				
Подшипник № 4	Вертикальная Поперечная Осевая				
Подшипник № 5	Вертикальная Поперечная Осевая				
Подшипник № 6	Вертикальная Поперечная Осевая				

Параметр технического состояния		Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
			до капитального ремонта	после капитального ремонта	
Подшипник № 7	Вертикальная Поперечная Осевая				
Подшипник № 8	Вертикальная Поперечная Осевая				
Подшипник № 9	Вертикальная Поперечная Осевая				
Подшипник № 10	Вертикальная Поперечная Осевая				
Подшипник № 11	Вертикальная Поперечная Осевая				
Подшипник № 12	Вертикальная Поперечная Осевая				
Подшипник № 13	Вертикальная Поперечная Осевая				
Подшипник № 14	Вертикальная Поперечная Осевая				
3.Давление пара в коллекторе обогрева шпилек ЦВД/ЦСД (или в обнизке фланцевого разъема ЦВД/ЦСД), МПа (кгс/см^2)					
4. Давление пара за регулирующими клапанами, МПа (кгс/см^2)					
5. Параметры системы регулирования					
Общая степень неравномерности частоты вращения,%					
Степень нечувствительности регулирования частоты вращения,%					
Степень неравномерности регулирования давления пара в отборе, %					
Степень нечувствительности регулирования давления пара в отборе, % или МПа (кгс/см^2)					
I отбор					
II отбор					

Параметр технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
		до капитального ремонта	после капитального ремонта	
Пределы изменения частоты вращения ротора механизмом управления, верхний предел, C^{-1} (для регуляторов с разделением характеристик не определять); нижний предел, C^{-1} (нижний предел обязателен)				
6. Показатели плотности клапанов в режиме холостого хода				
Частота вращения ротора при закрытых регулирующих клапанах, C^{-1}				
7. Температура баббита вкладышей опорных подшипников, ^0C				
№ 1				
№ 2				
№ 3				
№ 4				
№ 5				
№ 6				
№ 7				
№ 8				
№ 9				
№ 10				
№ 11				
№ 12				
№ 13				
№ 14				
8. Максимальная температура колодок упорного подшипника, ^0C				
9. Давление масла в системе смазки, Мпа ($кгс/см^2$)				
10. Параметры маслосистемы:				
Температурный напор, в маслоохладителях, ^0C				
Температура масла после маслоохладителей, ^0C				
11. Параметры вакуумной системы:				
Температурный напор в конденсаторе, ^0C				
Гидравлическое сопротивление конденсатора, м вод.ст.				
Жесткость конденсата турбины, Мкг-экв/л				

Параметр технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
		до капитального ремонта	после капитального ремонта	
Содержание кислорода в конденсаторе после конденсатных насосов, Мкг/л				
Скорость падения вакуума, мм рт. ст/мин.				
Разрежение, создаваемое эжектором, мм рт.ст.				
12. Параметры плотности обратных и предохранительных клапанов:				
Прирост мощности турбоагрегата при закрытых обратных клапанах (для турбин с поперечными связями), кВт				
Прирост частоты вращения холостого хода при закрытых обратных клапанах (для турбин энергоблоков), $С^{-1}$				
Давление в камере отбора при срабатывании предохранительных клапанов, МПа ($кгс/см^2$)				

Представитель электростанции (Ф.И.О.)

Руководитель ремонта (Ф.И.О.)

Приложение 18
(рекомендуемое)

Электростанция _____

ВЕДОМОСТЬ

основных параметров технического состояния гидротурбинной установки
станц. № _____ с турбиной типа _____, завод (фирма)
_____, заводской № _____, год выпуска _____
Номинальная мощность турбины _____ МВт
Расчетный напор по мощности _____, м
Год выпуска гидротурбинной установки в эксплуатацию_____
Гидротурбинная установка находилась в
_____ремонте
(вид ремонта)
с _____200 г. до _____200 г.

Параметр технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
		до капитального ремонта	после капитального ремонта	
1	2	3	4	5
1.Номинальной мощности (в числителе) и холостому ходу (в знаменателе) соответствуют:				
открытие направляющего аппарата, по шкале сервомотора, мм				
угол разворота лопастей рабочего колеса по шкале на маслоприемнике, град.				
давление в спиральной камере, МПа (кгс/см^2)				
2. Номинальной мощности (в числителе) и холостому ходу (в знаменателе) соответствуют:				
вибрация, мм/с				
верхней крестовины генератора:				
горизонтальная				
вертикальная				
нижней крестовины генератора:				
горизонтальная				
вертикальная				
крышки турбины:				
горизонтальная				
вертикальная				

1	2	3	4	5
биение вала, мм:				
у верхнего подшипника генератора				
у нижнего подшипника генератора				
у подшипника турбины				
3.Максимальное рабочее давление в котле маслонапорной установки (МНУ), МПа (кгс/см^2)				
4.Давление включения рабочего маслонасоса (на котел МНУ), МПа (кгс/см^2)				
5.Давление включения резервного маслонасоса (на котел МНУ), МПа (кгс/см^2)				
6. Отношение времени работы насосов на котел МНУ под давлением (числитель) к времени стоянки насосов (знаменатель) при работе гидротурбины под нагрузкой				
для насоса № 1				
для насоса № 2				
7. Время открытия направляющего аппарата турбины от 0 до 100%, с				
8. Время закрытия направляющего аппарата турбины от 100% до 0, с				
9. Время полного разворота лопастей рабочего колеса, с				
10. Минимальное давление масла в системе регулирования, обеспечивающее закрытие направляющего аппарата гидротурбины без воды, МПа (кгс/см^2)				
11. Время открытия турбинного затвора, с				
12. Время закрытия турбинного затвора, с				
13. Частота вращения ротора гидротурбины, об/мин				
при котором:				
включается торможение				
срабатывает защита от разгона				
14. Время снижения частоты вращения ротора от номинальной частоты вращения, при которой включается торможение, с				
15. Время торможения, с				
16. Установившаяся температура при работе турбины с номинальной мощностью, ^{0}C				

1	2	3	4	5
масла:				
в ванне подпятника				
в ванне верхнего подшипника генератора				
в ванне нижнего подшипника генератора				
в ванне подшипника турбины				
в сливном баке МНУ				
на каждом сегменте подпятника:				
№ 1				
№ 2				
№ 3				
№ 4				
№ 5				
№ 6				
вкладыша (сегментов) верхнего подшипника генератора				
вкладыша (сегментов) нижнего подшипника генератора				
вкладыша (сегментов) подшипника турбины				
охлаждающей воды до (в числителе) и после (в знаменателе)				
маслоохладителей верхнего подшипника генератора				
маслоохладителей нижнего подшипника генератора				
маслоохладителей гидравлической системы регулирования				
воздухоохладителей генератора				
обмотки статора				
воздуха до (в числителе) и после (в знаменателе) воздухоохладителей генератора				
17. Измерения производились при следующих условиях:				
отметке верхнего бьефа, м				
отметке нижнего бьефа, м				
температуре воды, проходящей через турбину, ^{0}C				
температуре воздуха в шахте турбины, ^{0}C				
температуре воздуха в помещении установки сливного бака МНУ, ^{0}C				

Представитель электростанции (Ф.И.О.)

Руководитель ремонта (Ф.И.О.)

Примечание: Горизонтальную вибрацию и биение вала следует измерять в двух направлениях.

Приложение 19
(рекомендуемое)

Электростанция_____

ВЕДОМОСТЬ
основных параметров технического состояния турбогенератора
ст. №_____ тип_____
завод (фирма)_____ год пуска в эксплуатацию _____
Турбогенератор находился в _____в ремонте
(вид ремонта)
с _____200 г. до _____200 г.

Параметр технического Состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
		до капитального ремонта	после капитального ремонта	
1	2	3	4	5
1. Мощность турбогенератора при номинальном cosφ, МВт				
2. Сопротивление изоляции, МОм:				
2.1. обмотки статора (каждая фаза в отдельности относительно корпуса и двух других заземляемых фаз):				
2.1.1. в горячем состоянии				
2.1.2. в холодном состоянии				
2.2. обмотки ротора				
2.3. цепи возбуждения генератора и коллекторного возбудителя со всей присоединенной аппаратурой				
2.4. обмотки коллекторного возбудителя и подвозбудителя (относительно корпуса и бандажей)				
2.5. подшипника со стороны возбудителя				
2.6. масляного уплотнения вала со стороны возбудителя				
2.7. термодатчиков с соединительными проводами, включая соединительные провода, уложенные внутри генератора				
3. Температуры активных частей турбогенератора и охлаждающей среды, °С				
3.1. Температура охлаждающей воды на входе в газоохладитель				
3.2. Температура охлаждающего конденсата на входе к обмоткам ротора, статора, активной стали статора				

1		2	3	4	5
3.3. Температура выходящей охлаждающей жидкости из:					
3.3.1. обмотки статора					
3.3.2. обмотки ротора					
3.3.3. газоохладителей					
3.4. Температура газа, поступающего в:					
3.4.1. газоохладители					
3.4.2. сердечник статора					
3.4.3. обмотку статора					
3.5. Температура газа, выходящего из:					
3.5.1. газоохладителей					
3.5.2. сердечника статора					
3.5.3. обмотки статора					
3.5.4. щеточной траверсы					
3.6. Температуры:					
3.6.1. обмотки статора					макс. значение
3.6.2. обмотки ротора					средний
3.6.3. сердечника статора					макс. значение
3.6.4. газа в корпусе турбогенератора					
4. Вибрация, вибросмещение, мкм, виброскорость, мм/с					
4.1. опорных подшипников:					
4.1.1. при развороте турбогенератора вблизи 1-ой критической скорости					
со стороны турбины	вертикальная				
	поперечная				
со стороны возбудителя	вертикальная				
	поперечная				
4.1.2. при номинальном числе оборотов без возбуждения					
со стороны турбины	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				
со стороны возбудителя	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				

1		2	3	4	5
со стороны возбудителя	поперечная 100 гц (полюсная)				
со стороны турбины					
4.1.3. при нагрузке около 50% номинальной					
со стороны турбины	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				
со стороны возбудителя	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				
4.1.4. при нагрузке около 100% номинальной					
со стороны турбины	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				
со стороны возбудителя	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				
4.2. Контактных колец:	вертикальная				
	поперечная				
4.3. Корпуса статора					
4.4. Сердечника статора					
4.5. Фундамента					
4.6. Лобовых частей обмотки статора:					
5. Давление водорода в корпусе статора, МПа (кгс/см^2)					
6. Чистота водорода, %					
7. Содержание кислорода в водороде, %					
8. Абсолютная влажность водорода, г/м^3					
9. Суточная утечка водорода в собранном турбогенераторе при рабочем давлении, МПа (кгс/см^2)					
10. Содержание водорода в картерах опорных подшипников, %	со стороны турбины				
	со стороны возбудителя				
11. Максимальное давление воды на входе в газоохладитель, МПа (кгс/см^2)					
12. Температура баббита вкладышей опорных подшипников, °С	со стороны турбины				
	со стороны возбудителя				

1		2	3	4	5
13. Температура баббита вкладышей уплотнения вала, °С	со стороны турбины				
	со стороны возбудителя				
14. Давление масла на входе в опорные подшипники, МПа (кгс/см^2)	со стороны турбины				
	со стороны возбудителя				
15. Перепад давления "уплотняющее масло-водород", МПа (кгс/см^2)					
16. Расход масла из уплотнений в сторону водорода, л/мин	со стороны турбины				
	со стороны возбудителя				

ПРИМЕЧАНИЯ

1. Все параметры технического состояния турбогенератора и его составных частей: электрическое сопротивление, параметры охлаждающей среды, температуры активных частей турбогенератора, вибрация и пр. должны определяться методами, аппаратурой, инструментом и измерительными приборами, рекомендуемыми руководящим документом "Объем и нормы испытания электрооборудования" СО 34.45-51.300-97 (РД 34.45-51.300-97).

2. (Поз.3 Ведомости) Тепловые испытания активных частей турбогенератора проводятся согласно ГОСТ 533-2000.

3. (Поз.4.1 Ведомости) Вибрация опорных подшипников турбогенераторов и их возбудителей измеряется на верхней крышке подшипников в вертикальном направлении и у разъема – в осевом и поперечном направлениях.

(Поз.4.1.1 Ведомости) Рекомендуется снять скоростную характеристику вибрации опорных подшипников турбогенератора (вала ротора) путем проведения замеров вибросмещения 2А в поперечном и вертикальном направлениях (мкм) и фазы φ (градусы) при развороте турбогенератора в "холодном состоянии" через каждые 150-200 об/мин до достижения частоты вращения ротора турбогенератора равной 2/3 номинальной.

Запись скоростной вибрационной характеристики турбогенератора рекомендуется вести по приведенной ниже форме.

Место замера и параметры вибрации		Частота вращения ротора, об/мин											
		Единицы измерения	200	400	600	800	1000	1-ая критическая	1200	1400	1600	1800	2000
1. Опорный подшипник (вал ротора) ст. турбины													
вертикальная	фаза	град.											
	смещ.	мкм											
Поперечная	фаза	град.											
	смещ.	мкм.											
2. Опорный подшипник (вал ротора) ст. возбуд.													
вертикальная	фаза	град.											
	смещ.	мкм											
поперечная	фаза	град.											
	смещ.	мкм											

Примечание: 1-ая критическая частота вращения должна быть зафиксирована и занесена в графу частота вращения. В таблице столбец параметров 1-ой критической скорости приведен произвольно.

4. (Поз.4.3 и 4.4 Ведомости) Вибрация сердечника и корпуса статора определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов. В эксплуатации вибрация измеряется при обнаружении неудовлетворительного состояния стальных конструкций статора (контактная коррозия, повреждения узлов крепления сердечника и т.п.). Вибрация измеряется в радиальном направлении в сечении, по возможности близком к середине сердечника.

5. (Поз.4.6 Ведомости) Вибрация лобовых частей обмотки определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов.

В эксплуатации вибрация измеряется при обнаружении истирания изоляции или ослаблении крепления обмотки, появления водорода в газовой ловушке или частых течей в головках обмотки с водяным охлаждением и соответственно водородным или воздушным заполнением корпуса.

Вибрация измеряется в радиальном и тангенциальном направлении вблизи головок трех стержней обмотки статора.

6. (Поз.11 Ведомости) Проверка плотности системы жидкостного охлаждения обмотки статора проводится избыточным статическим давлением воды, равным 0,8 МПа на машинах с фторопластовыми соединительными шлангами наружного диаметра 28 мм ($D_{внутр}$ = 21 мм) и 1 МПа при наружном диаметре шлангов 21 мм ($D_{внутр}$ = 15 мм), если в заводских инструкциях не указаны другие, более жесткие требования.

Продолжительность испытания 24 часа.

При испытаниях падение давления при неизменной температуре и утечке воды не должно быть более чем на 0,5 %. Перед окончанием испытания следует тщательно осмотреть обмотку, коллекторы, шланги, места их соединения и убедиться в отсутствии просачивания воды.

Проверка плотности жидкостного охлаждения обмотки ротора и других составных частей и устройств проводится согласно заводским рекомендациям.

7. (Поз.16 Ведомости) Проверка расхода масла в сторону водорода в уплотнениях турбогенератора производится у генераторов с водородным охлаждением с помощью патрубков для контроля масла, установленных на сливных маслопроводах уплотнений. Для генераторов, у которых не предусмотрены такие патрубки, проверка производится измерением расхода масла в поплавковом затворе при временно закрытом выходном вентиле за определенный промежуток времени. Расход масла в сторону водорода не должен превышать значений, указанных в заводских инструкциях.

Приложение 20
(рекомендуемое)

Электростанция_____

ВЕДОМОСТЬ

основных параметров технического состояния гидрогенератора

станц.№_____, тип _____,

завод – (фирма) _____,

заводской № _____, год выпуска_____,

год пуска в эксплуатацию _____,

Гидрогенератор находился в _____ремонте
(вид ремонта)

с _____200 г. до _____200 г.

Параметр технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
		до капитального ремонта	после капитального ремонта	
1	2	3	4	5
1.Мощность гидрогенератора, МВт при номинальном cos φ				
2.Сопротивление изоляции, МОм:				
обмотки статора (каждая фаза в отдельности относительно корпуса и двух других заземленных фаз)				
в горячем состоянии				
в холодном состоянии				
обмотки ротора				
цепи возбуждения со всей присоединенной аппаратурой				
генератора				
возбудителя				
обмотки ротора (относительно корпуса и бандажей)				
возбудителя				
подвозбудителя				
3.Нагрев активных частей гидрогенератора и охлаждающей среды,^{0}C				
обмоток статора				
обмоток ротора				
сердечника статора				
Температура воздуха, входящего из отбора,^{0}C				
температура охлаждающей среды,^{0}C				
обмотки статора				
обмотки ротора				
сердечника статора				

1	2	3	4	5
4.Вибрация, мм/с (мкм) статора генератора (полюсная частота):				
радиальная				
тангенциальная				
вертикальная				
статора генератора (оборотная частота):				
радиальная				
тангенциальная				
вертикальная				
сердечника статора (полюсная частота):				
радиальная				
тангенциальная				
вертикальная				
сердечника статора (оборотная частота):				
радиальная				
тангенциальная				
вертикальная				
опорной крестовины (у подпятника):				
радиальная				
тангенциальная				
вертикальная				
корпуса турбинного подшипника:				
радиальная				
тангенциальная				
вертикальная				
5. Биение вала, мм				
у верхнего генераторного подшипника				
у корпуса турбинного подшипника				
коллектора возбудителя:				
в холодном состоянии				
в горячем состоянии				
контактных колец:				
верхнего				
нижнего				

Примечания: 1.В п.2 в сопротивление изоляции записывается в виде дроби, в числителе которой указывается сопротивление изоляции через 60 с после приложения напряжения, в знаменателе – через 15 с.

2. Замеры вибрации п.4 проводятся при холостом ходе гидрогенератора без возбуждения, холостом ходе – с возбуждением и номинальном режиме в горячем состоянии.

Представитель электростанции (Ф.И.О.)

Руководитель ремонта (Ф.И.О.)

Приложение 21
(рекомендуемое)

Электростанция _____

ВЕДОМОСТЬ

основных параметров технического состояния синхронного компенсатора,

станц.№ _____, тип _____

завод (фирма)_____,заводской № _____

год выпуска _____, год пуска в эксплуатацию_____

Синхронный компенсатор находился в _____ремонте

(вид ремонта)

с _____200 г. до _____200 г.

Параметр технического состояния		Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
			до капитального ремонта	после капитального ремонта	
1		2	3	4	5
1. Мощность синхронного компенсатора, МВа					
2. Сопротивление изоляции, МОм:					
обмотки статора (каждая фаза в отдельности относительно корпуса и двух других заземленных фаз)					
в горячем состоянии					
в холодном состоянии					
цепи возбуждения синхронного компенсатора и возбудителя со всей присоединенной аппаратурой					
3. Нагрев активных частей синхронного компенсатора, ^{0}С:					
обмоток статора					
обмоток ротора					
сердечника статора					
4. Вибрация, мм/с (мкм):					
подшипник № 1	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				
подшипник № 2	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				
подшипник № 3	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				

1		2	3	4	5
подшипник № 4	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				
5.Утечка водорода в собранном синхронном компенсаторе при рабочем давлении, МПа (кгс/см^2)					

Примечание: В п.2 сопротивление изоляции записывается в виде дроби, в числителе которой указывается сопротивление изоляции через 60 с после приложения напряжения, в знаменателе - через 15 с.

Представитель электростанции (Ф.И.О.)

Руководитель ремонта (Ф.И.О.)

Приложение 22
(рекомендуемое)

Электростанция _____

ВЕДОМОСТЬ
основных параметров технического состояния трансформатора
станц. (п/ст.) № _____,

заводской номер _____, тип _____,
завод (фирма) _____, год выпуска _____,
год пуска в эксплуатацию _____
Трансформатор находился в _____ремонте
(вид ремонта)
с _____200 г. до _____200 г.

Параметр технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
		до капитального ремонта	после капитального ремонта	
1	2	3	4	5
1. Мощность. МВА				
2. Напряжение, кВ				
3. Группа соединения обмоток				
4. Потери холостого хода, %				
5. Характеристики изоляции обмоток: 5.1. Сопротивление изоляции обмоток, ^{0}С, МОм 5.2. Тангенс угла диэлектрических потерь изоляции обмоток (tgδ) при температуре трансформатора, ^{0}С				Вносятся значения измеренные мегаомметром на напряжение 2500 В
6. Сопротивление обмоток постоянному току при температуре трансформатора ^{0}С, Ом				Вносятся значения сопротивления при номинальном положении переключателей. Значения на остальных положениях переключателей указываются в протоколе испытаний

1	2	3	4	5
7. Коэффициент трансформации				
ВН-СН				
ВН-НН				
СН-НН				
всех фаз				
8. Сопротивление короткого замыкания (Zк)				
9. Сопротивление изоляции, Мом				
ярмовых балок				
прессующих колец				
стяжных шпилек (бандажей)				
ярмо				
магнитопровода				
10. Степень полимеризации бумажной изоляции, ед.				
11. Влагосодержание твердой изоляции (при наличии образцов изоляции), %				
12. Сокращенный физико-химический анализ масла из бака трансформатора и устройства РПН (при наличии)				В числителе указываются данные анализа масла из бака трансформатора, в знаменателе из устройства РПН с указанием даты отбора пробы и температуры масла при отборе (инструкция завода-изготовителя)
Влагосодержание, % (г/т)				
Содержание механических примесей, %				
Содержание водорастворимых кислот и щелочей				
Кислотное число, мг КОН/г				
Температура вспышки, ^{0}С				
Пробивное напряжение, кВ				
Тангенс угла диэлектрических потерь tgδ при 90^{0}С, %				
Газосодержание, % объема				
Хроматографический анализ газов в масле, %				
H_2 (%)				
CH_4 (%)				
CO (%)				
CO_2 (%)				
C_2H_4 (%)				
C_2H_6 (%)				
C_2H_2 (%)				

Заливка маслом проводилась _____

(метод заливки, вакуум,

_____

продолжительность заливки)

Продолжительность отстоя масла до испытания _____

Продолжительность соприкосновения активной части с окружающим воздухом, ч _____, температура активной части, измеренная на верхнем ярме магнитопровода, в начальный период соприкосновения с воздухом, ^{0}С_____, в конце ^{0}С _____.

Ремонт производился в условиях _____
(завода, энергопредприятия)

Метод нагрева _____, продолжительность, ч _____.

Примечания:

1.Схема измерения изоляции и сами измерения по пп. 5.9 проводить в соответствии с СО 34.45-51.300-97 (РД 34.45-51.300-97) "Объем и нормы испытания электрооборудования".

2. Образцы твердой изоляции по п.11 отобрать в начале вскрытия и перед заливкой активной части маслом.

Результаты испытаний, измерений маслонаполненных вводов (испытания и измерения проводятся в соответствии с СО 34.45-51.300-97 (РД 34.45-51.300-97) "Объем и нормы испытания электрооборудования").

Наименование	Показатели						Нейтраль	Примечание
	ВН			СН				
	А	В	С	А	В	С		
Номера ввода								Данные приводятся в числителе- после ремонта, в знаменателе- до ремонта.
Испытательное напряжение, кВ								
Продолжительность испытания, мин								
tgδ изоляции,%								
Сопротивление изоляции, Мом								
Масло из вводов:								
Пробивное напряжение, Кв								
Кислотное число, мг КОН/г								
Температура вспышки, ^{0}С								
Контроль изоляции под рабочим напряжением								
|Δtgδ|								
ΔY/Y								

Представитель электростанции (Ф.И.О.)

Руководитель ремонта (Ф.И.О.)

Приложение 23
(рекомендуемое)

Электростанция_____

ВЕДОМОСТЬ

основных параметров технического состояния золоулавливающей установки типа _____, завод

_____, заводской № _____,
год пуска в эксплуатацию _____,
золоулавливающая установка установлена за котлом
_____типа_____, станц. №_____
и находилась в _____ремонте
(вид ремонта)
с _____200 г. до _____200 г.

Параметр технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
		до капитального ремонта	После капитального ремонта	
1	2	3	4	5
1.Температура газов, поступающих на очистку, ^{0}C				
2. Температура газов за золоулавливающей установкой, ^{0}C				
3. Содержание горючих в уносе,%				
4. Расход твердого топлива, т/ч				
5. Избыток воздуха перед золоулавливающей установкой				
6. Избыток воздуха после золоулавливающей установки				
7. Присосы воздуха в золоулавливающей установке, %				
8. Объем дымовых газов, поступающих на очистку при нормальных условиях, м^3/ч				
9. Сопротивление золоулавливающей установки, Па (кгс/см^2)				
10. Расход воды на орошение золоулавливающей установки, т/ч				
11. Удельный расход воды на орошение труб Вентури, т/ч				
12. Количество золы, уходящей с дымовыми газами в атмосферу, т/ч				

1	2	3	4	5
13. Удельный расход электроэнергии на очистку 1000 $м^3$ газа, кВт/ч				
14. Скорость дымовых газов в электрофильтре: горловине трубы Вентури, м/с				
15. Степень очистки дымовых газов, %				
16. Запыленность дымовых газов при нормальных условиях:				
перед золоулавливающей установкой, $г/м^3$				
после золоулавливающей установки, $г/м^3$				
17. Вольтамперные характеристики электрофильтров:				
на воздухе, кВ				
мА				
на дымовых газах, кВ				
мА				

Правила заполнения: при наличии нескольких параллельно работающих золоулавливающих аппаратов показатели указывать для каждого аппарата и средний показатель на установку в целом

Представитель электростанции (Ф.И.О.)

Руководитель ремонта (Ф.И.О.)

Приложение 24
(обязательное)

Формы исполнительных документов дефектации оборудования при ремонте

24.1. Форма акта дефектации оборудования

_____
наименование электростанции

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер

_____ _____
подпись расшифровка

_____
дата

АКТ

дефектации оборудования _____ установки
наименование
ст.№ _____, находящегося в _____ ремонте
вид ремонта
с _____ по _____.

Комиссия в составе:
председателя _____
должность, предприятие, фамилия, инициалы
и членов комиссии:_____
должность, предприятие, фамилия, инициалы
_____
_____
составила настоящий акт в том, что:

1. На основании результатов контроля и диагностирования технического состояния сборочных единиц (узлов) и деталей оборудования установлены дефекты, приведенные в прилагаемых актах о выявленных дефектах оборудования.

2. Для устранения обнаруженных дефектов требуется выполнение работ (не предусмотренных ведомостью планируемых работ по ремонту), приведенных в прилагаемой ведомости дополнительных работ по ремонту.

3. На основании результатов контроля и диагностирования технического состояния сборочных единиц (узлов) и деталей оборудования необходимо ис-

ключить из ведомости планируемых работ по ремонту выполнение работ, приведенных в прилагаемой ведомости исключаемых работ.

4 Для выполнения работ, приведенных в ведомости дополнительных работ по ремонту необходимо наличие следующих материально-технических ресурсов : _____

_____

_____

_____

5. Производство работ, приведенных в ведомости дополнительных работ по ремонту при наличии материально-технических ресурсов указанных в п.4 настоящего акта с учетом технологических возможностей их выполнения потребует в соответствии с корректированным сетевым графиком увеличения продолжительности ремонта на _____ суток и изменение срока _____
вид ремонта

ремонта _____ установки ст. № ___ с _____ по _____
наименование дата дата

(не требует изменения продолжительности и сроков ремонта)

Приложения:

1. Акты о дефектах оборудования _____
количество
2. Ведомость дополнительных работ по ремонту
3. Ведомость исключаемых работ по ремонту

Председатель комиссии _____ _____
подпись расшифровка

Члены комиссии: _____ _____
подпись расшифровка

24.2.Форма акта о выявленных дефектах оборудования

_____
наименование электростанции
_____ установка ст.№ _____
наименование
_____
дата

А К Т
о выявленных дефектах оборудования

Оборудование _____
наименование, обозначение
Тип/марка _____
обозначение конструкторской документации
Разработчик/изготовитель _____
Дата изготовления, № изготовителя _____
Полный срок службы (ресурс) по КД (ТУ)_____
Введено в эксплуатацию _____
дата

Дефектные составные части	Результаты исследования дефектов
Наименование, обозначение КД (ТУ, ГОСТ) составной части_____ Материал (марка, ТУ, ГОСТ_____ _____ (для сварных соединений – также марка присадочного материала)_____ Изготовитель _____ (для трубопроводов/сварных соединений-также предприятие, выполнившее монтаж/сварку)_____ _____ _____	Характеристика дефекта(ов)_____ (для поверхностных дефектов - состояние поверхности в зоне дефекта; для несплошностей металла, включая сварные соединения и наплавку, - расположение несплошности в составной части, конфигурация, протяженность, глубина, раскрытие и др. При необходимости описание дефектов дополняется эскизами, фотографиями и др.) _____ _____ _____
Характеристика условий работы: - рабочая среды, эксплуатационные пределы параметров, другие характеристики рабочих и переходных режимов_____ _____ _____ - характер напряженного состояния и его изменений в рабочих и переходных режимах _____ _____ _____ - внешние воздействия _____ (среда и другие факторы). Срок службы (наработка) составной части до	Метод(ы) и средства контроля, примененные для выявления дефекта(ов)_____ (для дефектов, проявившихся при работе оборудования,- признаки неисправности) _____ Результаты испытаний образцов материала составной части _____ (механические свойства, данные металлографических исследований и др.) _____ _____ Аналогичные дефекты данной составной части или тех же составных частей однотипного оборудования, ранее имевшие ме-

обнаружения дефекта (ов)_____ _____ и сколько раз изделие работало в переходных режимах_____ _____ _____.	сто_____ _____ Заключение о причинах появления дефекта(ов)_____ и меры по его (их) устранению_____ _____
Испытательные режимы_____ (указывается характеристика испытаний и сколько раз им подвергалось изделие/составная часть за срок службы)_____ Случаи нарушения нормальных условий эксплуатации за срок службы составной части _____ _____	Способ(ы) устранения дефекта(ов)_____ _____ _____ _____

Перечень прилагаемых к акту протоколов и заключений

_____

Начальник цеха _____ _____
подпись расшифровка

Руководитель ремонта установки _____ _____
подпись расшифровка

Руководитель лаборатории металлов _____ _____
подпись расшифровка

Представитель(и) специализированных предприятий _____ _____
подпись расшифровка

Приложение 25
(рекомендуемое)

_____
(наименование электростанции)

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер

_____ _____
подпись расшифровка

_____
дата

А К Т
об использовании для ремонта материалов- заместителей

Комиссия в составе:
Председателя _____
должность, предприятие, фамилия, инициалы
и членов комиссии _____
должность, предприятие, фамилия, инициалы
составила настоящий акт о нижеследующем:

1. При _____ ремонте _____ установки
вид ремонта наименование
станц.№ ____, проведенному с _____ по _____, для изготовления перечисленных ниже составных частей (деталей) оборудования вместо материалов, указанных в конструкторской документации использованы допущенные к применению материалы-заместители, качество которых подтверждено сертификатами.

Наименование, обозначение (КД,ТУ, ГОСТ) составной части	Материал ГОСТ, ТУ, марка		Причина замещения	Срок контроля технического состояния составной части
	по чертежу	заместитель		
наименование и обозначение оборудования				
1.				
2.				
3.				

наименование и обозначение оборудования				
1.				
2.				
3.				

Председатель комиссии _____ _____
подпись расшифровка подписи

Члены комиссии _____ _____
подпись расшифровка подписи

_____ _____
подпись расшифровка подписи

Приложение 26
(обязательное)

Форма ведомости выполненных работ по ремонту

_____
наименование электростанции

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
_____ _____
подпись расшифровка
_____
дата

ВЕДОМОСТЬ
выполненных работ по _____ремонту
вид ремонта
_____ установки станц. №_____
наименование
Срок ремонта с_____ по _____

Наименование и обозначение оборудования	Даты выполнения работ начало/ окончание	Наименование сборочных единиц (узлов) номенклатура выполненных работ	Объем выполненных работ		Стоимость тыс.руб	Цех электростанции или предприятия-исполнитель работ
			ед. изм.	кол-во		

Начальник _____цеха
наименование эксплуатационного цеха
_____ _____
подпись расшифровка

Начальник _____ цеха
электростанции-исполнителя работ
_____ _____
подпись расшифровка

Руководитель подразделения предприятия _____
исполнителя работ
_____ _____
подпись расшифровка

Примечание. По каждой сборочной единице (узлу) перечисляются типовые работы, затем сверхтиповые работы и работы по модернизации

Приложение 27
(обязательное)

Электростанция _____

П Р О Т О К О Л
гидравлических испытаний

_____
наименование оборудования, станц. №

Нижеподписавшиеся составили настоящий протокол в том, что " " _____200 г. произведено гидравлическое испытание _____
_____
_____
_____.

Испытание произведено при следующих условиях _____
_____
_____
_____.

Результаты испытания _____
_____
_____
_____.

Представитель электростанции (Ф.И.О.)

Руководитель ремонта (Ф.И.О.)

Приложение 28
(обязательное)

Электростанция_____

П Р О Т О К О Л
на закрытие цилиндра

_____
паровой турбины, станц.№

Нижеподписавшиеся составили настоящий протокол в том, что " "_____200 г. произведено закрытие цилиндра _____давления.

Перед закрытием цилиндра проверены:

1.Наличие и правильность оформления формуляров.

2.Чистота внутренних полостей цилиндра с целью подтверждения отсутствия в них посторонних предметов (инструмента, стружки, мусора), в том числе: пробок, крышек, установленных на период ремонта внутри турбины.

3.Правильность сборки концевых и диафрагменных уплотнений.

4.Правильность установки и надежность крепления диафрагм, обойм и других деталей, установленных в цилиндре. После закрытия и установки контрольных шпилек ротор повернут на _____оборота; задевание ротора не обнаружено.

Все работы, связанные с закрытием цилиндра, выполнены в соответствии с техническими требованиями.

Представитель электростанции (Ф.И.О.)

Руководитель ремонта (Ф.И.О.)

Приложение 29
(обязательное)

Форма акта на приемку из ремонта оборудования установки

_____
наименование электростанции

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер

_____ _____
подпись расшифровка

_____
дата

А К Т
на приемку из _____ремонта
вид ремонта
оборудования
_____установки станц.№_____
наименование

Комиссия в составе:
председателя _____
должность, предприятие, фамилия, инициалы
и членов комиссии _____
должность, предприятие, фамилия, инициалы
_____
составила настоящий акт в том, что:

1.В период с _____по _____ при плановом сроке с _____по _____ в соответствии с ведомостью планируемых работ и планом ремонта, уточненными по результатам дефектации оборудования (не в полном соответствии с ведомостью и нарушением плана), предприятием _____
наименование предприятия
по договору № _____ от _____ выполнен ремонт оборудования установки.

2.Причины несоответствия с ведомостью планируемых работ и нарушений плана ремонта
_____
_____

3.Комиссией рассмотрены следующие организационно-технические документы:
_____
_____

4.На основании представленных документов и результатов приемо-сдаточных испытаний произведена приемка оборудования из ремонта и установлены следующие оценки качества отремонтированного оборудования и качества выполненных ремонтных работ:

Наименование оборудования (составной части)	Станц №	Тип	Оценка качества отремонтированного оборудования		Оценка качества выполненных ремонтных работ	
			предварительная	окончательная	предварительная	окончательная

5.Причины изменения предварительной оценки качества отремонтированного оборудования

_____

_____

6.Причины изменения предварительной оценки качества выполненных ремонтных работ _____

_____

7.Оборудование включено под нагрузку _____
дата

в_____ час._____мин.

На основании изложенного выше отремонтированное оборудование с _____час_____мин _____ считается принятым Заказчиком из ремонта.
дата

8.Гарантийный срок эксплуатации* отремонтированного оборудования (составных частей)_____
продолжительность в месяцах

с момента включения оборудования под нагрузку.

9. За качество выполненных ремонтных работ предприятию _____
наименование предприятия

устанавливается общая оценка

предварительно _____

окончательно _____

* Если гарантийный срок эксплуатации оборудования, включенного в настоящий акт, имеет различные значения, то следует указывать его раздельно для каждого типа отремонтированного оборудования

10. В период подконтрольной эксплуатации должны быть произведены остановы и выполнены следующие работы:

Наименование оборудования (составной части)	Станц. №	Тип	Перечень работ	Продолжительность останова

11. На этом обязательства предприятия по указанному договору считаются выполненными.

12. Заказчику переданы следующие технические документы:

_____

_____

Председатель комиссии _____ _____
подпись расшифровка

Члены комиссии _____ _____
подпись расшифровка

Приложение 30
(обязательное)

Форма акта на приемку из ремонта установки

_____
наименование электростанции

А К Т

на приемку из _____ремонта
вид ремонта

_____установки станц.№_____
наименование

_____
дата

Комиссия в составе:
председателя _____
должность, предприятие, фамилия, инициалы
и членов комиссии _____
должность, предприятие, фамилия, инициалы
_____
составила акт о нижеследующем:

1. _____ станц. № _____
наименование установки
находилась в _____ремонте с_____ по _____
вид ремонта
при плановых сроках с_____по _____.

Ремонт выполнен за_____календарных часов при плане _____календарных часов.

2.Причины увеличения продолжительности ремонта сверх плана_____
_____.

3.Комиссией рассмотрены следующие представленные документы:
_____
_____

4.На основании рассмотренных документов и результатов приемо-сдаточных испытаний, проведенных в соответствии с _____
наименование программ приемо-сдаточных испытаний
_____

отремонтированному оборудованию, входящему в состав установки, установлены следующие оценки качества:

Наименование оборудования (составных частей)	Станц. №	Тип	Оценка качества отремонтированного оборудования		Причины изменения оценки качества отремонтированного оборудования (составных частей)	Предприятие-исполнитель ремонта
			предварительная	окончательная		

5.На основании результатов подконтрольной эксплуатации и оценок качества отремонтированного оборудования, отремонтированная установка принимается в постоянную эксплуатацию с окончательной оценкой _____.

6.На основании проверки выполнения установленных требований и оценок качества отремонтированного оборудования (составных частей), входящего в состав установки предприятиям - исполнителям ремонта за качество выполненных ремонтных работ комиссией устанавливаются оценки:

Наименование предприятия-исполнителя ремонта	Оценка качества выполненных ремонтных работ		Причины изменения оценки качества выполненных ремонтных работ
	предварительная	окончательная	

7.В течение подконтрольной эксплуатации должны быть проведены остановы оборудования и выполнены следующие работы:

Наименование оборудования	Станц. №	Тип	Перечень работ	Продолжительность останова

Председатель комиссии _____ _____
подпись расшифровка

Члены комиссии: _____ _____
подпись расшифровка

Приложение 31
(рекомендуемое)

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер
электростанции

_____
дата, подпись, ф.и.о.

Электростанция _____

А К Т
о приемке из капитального ремонта
средств тепловой автоматики и измерений

" " _____ 200 г.
дата

Основание: _____

Составлен комиссией:
Председатель комиссии _____
должность, ф.и.о.
Члены комиссии _____
_____
_____
в том, что в период с _____ 200 г. по _____. 200 г. при плановых сроках с _____ 200 г. по _____ 200 г. согласно договору (смете) № _____ от _____ 200 г. предприятием _____
наименование предприятия
произведен капитальный ремонт _____
наименование средств ТАИ, станц.№, тип,
_____
мощность, параметры оборудования

Отремонтированные средства ТАИ принять согласно требованиям действующих нормативно-технических документов на ремонт с _____ 200 г.

Оценка выполненных работ _____.

На этом обязательства предприятия _____
(наименование предприятия)
по договору (смете) № _____ от _____ 200 г. считаются выполненными.

Заказчику передана следующая техническая документация:
_____
_____

Председатель комиссии _____ _____
личная подпись расшифровка подписи
Члены комиссии: _____ _____
_____ _____

Приложение 32
(рекомендуемое)

ДОГОВОР
НА РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

«_____» _____ г._____ № _____

_____, именуемое в дальнейшем
(наименование предприятия)
«Подрядчик» в лице _____
(должность, фамилия, инициалы)
действующего на основании Устава с одной стороны и _____
_____, именуемое в дальнейшем
(наименование энергопредприятия)
«Заказчик» в лице _____
(должность, фамилия, инициалы)
действующего на основании Устава с другой стороны заключили настоящий договор о нижеследующем:

1. Заказчик поручает, а Подрядчик принимает на себя выполнение_____
_____
_____
_____
_____
2. Стоимость работ по настоящему договору составляет
_____
(сумма прописью)
и подтверждается сметой, являющейся неотъемлемой частью договора.
3. Срок выполнение работ и услуг устанавливается с «____»_____200___г. по «_____»_____200 ___г.
4. Стороны заключили настоящий Договор на условиях «Общих положений и требований Договора на выполнение работ по ремонту оборудования электростанций» СО 34.20.602-2002 (РД 153-34.1-20.602-2002).
5. Стороны договорились также о следующих условиях:

5.1. Заказчик оплачивает выполнение Подрядчиком работы в течение _____ дней со дня подписания сторонами акта приемки выполнения работ (форма № ПЭ-12)

_____
_____
_____
_____

6. Во всем остальном, что не предусмотрено настоящим договором, стороны руководствуются Гражданским Кодексом и действующим законодательством Российской Федерации.
7. Все споры, разногласия и рекламации по настоящему Договору, неразрешенные согласительным путем Стороны после реализации процедуры досудебного (претензионного) урегулирования разногласий передают их для решения в Арбитражный суд.

В случае если ответчиком является Подрядчик – в _____
(месторасположение

_____
суда)

В случае если ответчиком является Заказчик – в _____
(месторасположение

_____
суда)

8. Настоящий договор вступает в силу с «____» _____200 ___г.

и действует до «____»_____200____г.

9. Об изменениях счетов в банке и адресов стороны немедленно уведомляют друг друга.
10. Настоящий договор подписан в 3-х экземплярах: 2 экз. для Заказчика и 1 экз. для Подрядчика.
11. Реквизиты Заказчика: Расчетный счет № _____

_____
_____
_____

Юридический адрес:_____
_____

Для телеграммы _____
Телефон,телефакс,телетайп_____
Для грузов _____

Реквизиты Подрядчика: Расчетный счет № _____
_____
_____
_____
Юридический адрес:_____
_____
Для телеграммы _____
Телефон,телефакс,телетайп_____
Для грузов _____

ПРИЛОЖЕНИЯ : _____
_____
_____

ЗАКАЗЧИК

_____
(подпись)

«_____»_____200__г.

М.П.

ПОДРЯДЧИК

_____
(подпись)

«_____»_____200___г.

М. П.

Приложение 33
(обязательное)

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор генерирующей компании

_____

(дата,подпись, ф.и.о.)

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ПЛАН (годовой график)
капитального ремонта тепловых сетей
с 200___г. по 200___г.

Наименование предприятия тепловых сетей

_____

Год ремонта	Эксплуатационный район	Адрес ремонтируемого участка тепловой сети	Год ввода в эксплуатацию	Диаметр трубопровода, мм	Протяженность участка, м	Планируемые сроки ремонта		Примерная стоимость ремонта	Исполнитель
						начало	окончание		

Руководитель предприятия тепловых сетей ФИО

«_____»_____200___г.

Приложение 34
(рекомендуемое)

А К Т
НА СКРЫТЫЕ РАБОТЫ ПО КАМЕРАМ

г. _____ _____200___г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель подрядчика_____
_____
(наименование организации, должность. фамилия. инициалы)
представитель ОЭТС _____
_____
(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)
составили настоящий Акт о том, что произвели проверку соответствия проекту нижеперечисленных выполненных работ в камерах (точках) № _____
магистрали, разводящей сети, ответвления _____
(ненужное зачеркнуть)
наименование _____ по проекту № _____
рабочие чертежи № _____ разработанному _____
_____
(наименование проектной организации)

При этом установлено:

1. Подготовка песчаная, бетонная _____
2. Гидроизоляция дна и наличие уклона_____
3. Арматура железобетонных конструкций _____
4. Антикоррозионная защита металлических конструкций _____
5. Теплоизоляция труб и арматуры _____
6. Растяжка осевых компенсаторов _____
7. Ревизия запорной арматуры _____
8. Очистка камеры от грязи _____
9. Наличие дренажей, выпусков _____
10. Наличие контрольно-измерительных приборов _____
11. Наличие лестниц и скоб _____
12. Гидроизоляция перекрытий _____

Заключение _____
(о приемке или наличии недоделок с указанием
_____
сроков их устранения)

Представитель подрядчика _____
Представитель ОЭТС _____

Приложение 35
(обязательное)

А К Т
О РАСТЯЖКЕ КОМПЕНСАТОРОВ

г. _____ _____200__г.

Объект _____
Мы, нижеподписавшиеся, представитель подрядчика _____
_____
(наименование организации, должность,фамилия, инициалы)
и представитель ОЭТС _____
_____
_____
(наименование организации,должность, фамилия, инициалы)

составили настоящий Акт о том, что на участке тепловых сетей от камеры (пикета) № _____
произведена растяжка компенсаторов:

Номер компенсаторов по проектной схеме	Номер Чертежа	Тип компенсатора	Растяжка, мм	
			проектная	фактическая

Растяжка компенсаторов произведена при температуре окружающего воздуха _____°С

Представитель подрядчика _____
Представитель ОЭТС _____

Приложение 36
(обязательное)

АКТ
НА ПРОМЫВКУ (ПРОДУВКУ) ТРУБОПРОВОДА

г. _____ _____200__г.

Объект _____

Мы, нижеподписавшиеся, представитель подрядчика _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы

и представитель ОЭТС _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

составили настоящий Акт и о том, что на участке от камеры (пикета) № _____ до камеры (пикета) № _____ трассы _____

_____

(наименование трубопровода)

протяженностью _____ м произведена промывка

(продувка) трубопроводов.

Промывка (продувка) производилась _____

_____

(методы,режимы,параметры,расход воды,пара)

Заключение _____

_____

Представитель подрядчика _____
Представитель ОЭТС _____

Приложение 37
(обязательное)

А К Т

НА ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ ИСПЫТАНИЕ ТРУБОПРОВОДА

г._____ _____200___г.

Объект _____
Мы, нижеподписавшиеся, представитель подрядчика _____
_____
(наименование организации, должность, фамилия, инициалы
и представитель ОЭТС _____
_____
(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

составили настоящий Акт о том, что на участке от камеры (пикета)
№ _____ до камеры (пикета) № _____ трассы
_____
_____
(наименование трубопровода)
протяженностью _____м произведено гидравлическое испытание
трубопроводов пробным давлением_____ МПа (кгс/см^2)
в течение ____ мин с наружным осмотром при давлении ___МПа (кгс/см^2)
При этом обнаружено: _____
_____
Трубопровод выполнен по проекту _____
Чертежи № _____

Заключение: _____
_____

Представитель подрядчика _____
Представитель ОЭТС _____

Приложение 38
(обязательное)

А К Т
НА СКРЫТЫЕ РАБОТЫ ПРИ УКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

г. _____ _____200___г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель подрядчика _____
(наименование организации,должность,фамилия,инициалы)
и представитель ОЭТС _____
_____
(наименование организации,должность,фамилия,инициалы)
составили настоящий Акт о том, что нами произведено освидетельствование скрытых работ на объекте:

Магистраль , разводящая сеть, ответвление _____
(ненужное зачеркнуть) (наименование)
от точки № _____ до точки № _____по чертежу № _____
Длина участка (трассы) _____м диаметр труб _____мм
Качество выполнения скрытых работ :

1. Уклон трубопровода _____
2. Внутренняя поверхность труб (определяется просвечиванием)__ _____
3. Наружная поверхность труб_____
(качество очистки)
4. Антикоррозионное покрытие _____
(материал,число слоев)

5.Тепловая изоляция _____
(подвесная, набивная, материал, толщина _____
покровный слой)

6.Строительная конструкция прокладки _____
(номер чертежа)

7. Прочие элементы и замечания _____

Заключение комиссии:

К засыпке траншеи можно приступить _____
Представитель подрядчика _____
Представитель ОЭТС _____

Приложение 39
(рекомендуемое)

А К Т
НА ПРИЕМКУ ЭЛЕКТРОЗАЩИТНОЙ УСТАНОВКИ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

г. _____ _____200__г.

Комиссия в составе представителей
Подрядчика_____
ОЭТС _____

Ознакомившись с технической документацией, осмотрев все узлы электрозащитной установки, смонтированной на _____
_____
(стене, опоре, фундаменте)
по адресу _____констатирует:

1. _____защита выполнена по проекту
(дренажная,катодная и др.)
2. Общая протяженность защищаемых сетей _____
_____

2. Характеристика узлов защиты:
Оборудование _____
(тип, количество)
Кабель _____
(марка, длина)
Анодный заземлитель _____
(характеристика,значение сопротивления растеканию)
Контрольно-измерительные пункты _____
(количество и на каких сооружениях)
Перемычки между _____

Представитель подрядчика_____
Представитель ОЭТС _____

Приложение 40
(обязательное)

А К Т
ПРИЕМКИ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ ИЗ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

От _____200__г.

Комиссия, назначения приказов по ОЭТС № _____200__г.
в составе:
председатель комиссии _____
членов комиссии _____
_____
_____

произвела приемку в эксплуатацию законченной ремонтом тепловой сети (участка) _____
_____

При приемке установлено:

1. Ремонт выполнялся в период с _____200__г.
до _____ 200__г.
Ответственный руководитель работ _____
Ответственный производитель работ _____

2. Ремонт произведен на основании № _____
Плана капитального ремонта 200__г. _____
(проектная организация)
3. Работы выполнены с отступлением от проекта _____
_____
_____
_____
4. При ремонте выполнены следующие основные работы_____
_____
_____
5. Сметная стоимость ремонта по утвержденной сметной документации _____ тыс. руб.
6. Комиссия проверила наличие и содержание следующих документов по ремонту _____
_____
_____
7. Недоделки, не препятствующие нормальной эксплуатации, указаны в приложении со сроками их устранения:

Решение комиссии:
Предъявленная к сдаче тепловая сеть (участок) _____
_____
_____
(длина.диаметр)

принимается в эксплуатацию _____200__г.

Председатель комиссии :_____
Члены комиссии:_____
_____
_____
_____

Приложение 41
(рекомендуемое)

Сетевая компания, МЭС _____

наименование

Предприятие, ПЭС _____

наименование

Район (участок) _____

наименование

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер_____

наименование сетевой компании, МЭС

дата, подпись, ф.и.о.

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ (ПЯТИЛЕТНИЙ) ГРАФИК КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ ВЛ

Наименование линии	Напряжение ВЛ, кВ	Протяженность ВЛ, км	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	Планируемый год ремонта					
					20____	20____	20____	20____	20____	20____
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Начальник службы линий _____

Приложение 42
(рекомендуемое)

Сетевая компания, МЭС _____
наименование

ПЭС _____
наименование

Район (участок) _____
наименование

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер_____
наименование сетевой компании, МЭС

_____
дата, подпись, ф.и.о.

СОГЛАСОВАНО

_____
наименование подразделения системного оператора

_____
дата, подпись, ф.и.о.

ГОДОВОЙ ПЛАН-ГРАФИК
КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ВЛ НА 20_____год

Напряжение (кВ), наименование линии. Диспетчерский номер	Протяженность, км		Срок службы от последнего кап. ремонта (год)	Планируемое время ремонта		Сметная стоимость ремонта (тыс. руб.)	Исполнители
	по трассе	по цепям		Начало (дата)	Окончание (дата)		
1	2	3	4	5	6	7	8

Главный инженер _____
(наименование ПЭС, ПМЭС, дата, подпись, Ф.И.О)

Начальник службы линий _____
(дата, подпись, Ф.И.О.)

Приложение 43
(рекомендуемое)

Сетевая компания, МЭС _____
наименование

ПЭС _____
наименование

Район (участок) _____
наименование

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер_____
наименование сетевой компании, МЭС

_____
дата, подпись, ф.и.о.

МЕСЯЧНЫЙ ОТЧЕТ РАБОТ НА ВЛ _____
на _____200____ г.

Наименование (номер), напряжение ВЛ	Наименование работы	Единица измерения	Норма времени, чел. ч.	План			Отчет			Примечание
				Количество	Номер опоры, пролета	Затраты, чел. ч.	Количество	Номер опоры, пролета	Затраты, чел. ч.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Итого:
Фактические затраты на техническое обслуживание _____
Фактические затраты на ремонтные работы _____
Всего: _____

Начальник службы, района, участка _____ Мастер _____
Ф.И.О., подпись, дата Ф.И.О., подпись, дата

Приложение 44
(рекомендуемое)

Сетевая компания, МЭС_____

_____
наименование

ПЭС _____
наименование

Район (участок) _____
наименование

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер_____

_____
наименование сетевой компании, МЭС

_____
дата, подпись, ф.и.о.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ РАБОТ НА ВЛ_____

на _____20_____ г.

Наименование работы	Единица измерения	Норма времени, чел. ч.	Годовой план		Количество по кварталам								Годовой отчет		Примечание
			Количество	Затраты чел. ч.	I квартал		II квартал		III квартал		IV квартал		Количество	Затраты, чел. ч.	
					План	Отчет	План	Отчет	План	Отчет	План	Отчет			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Итого:

Фактические затраты на техническое обслуживание _____

Фактические затраты на ремонтные работы _____

Всего: _____

Начальник службы района, участка _____

Ф.И.О., подпись, дата

Приложение 45
(рекомендуемое)

СОГЛАСОВАНО

Начальник службы распредсетей (ПТС)

_____

дата,подпись, ф.и.о.

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер_____

_____ПЭС

наименование

_____

дата, подпись, ф.и.о.

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ (ПЯТИЛЕТНИЙ) ГРАФИК КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДСЕТИ

Наименование объекта электросети	Год последнего капитального ремонта	20____ г.		20____ г.		20____ г.		20____ г.		20____ г.	
		план. месяц	факт. месяц	план. месяц	факт. месяц	план. месяц	факт. месяц	план. месяц	факт. месяц	план. месяц	факт. месяц
ВЛ 6-20 кВ											
ВЛ 0.38 кВ											
ТП 6-35/0.38 кВ, РП											

Начальник _____ РЭС

наименование

_____

дата, подпись, ф.и.о.

Приложение 46
(рекомендуемое)

Сетевая компания, МЭС _____

_____
наименование

ПЭС, ПМЭС _____
наименование

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер_____ _____

_____
наименование сетевой компании, МЭС

_____
дата, подпись, ф.и.о.

ГОДОВОЙ ПЛАН-ГРАФИК РЕМОНТА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ
на 20_____ год

Напряжение (кВ). Наименование объекта электросети	Характеристика объекта				Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Срок службы от последнего капитального ремонта (год)	Планируемое время ремонта		Сметная стоимость, тыс. руб.	Исполнитель
	ВЛ, КЛ – протяженность , км		ТП	РП, СП						
	по трассе	по цепям	шт./кВа	шт/присоединений			Начало (дата)	Окончание (дата)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Главный инженер _____
(наименование ПЭС, ПМЭС, дата, подпись, Ф.И.О)

Начальник службы распределстей _____
(дата, подпись, Ф.И.О.)

Приложение 47
(рекомендуемое)

СОГЛАСОВАНО

Начальник службы распредсетей (ПТС)

_____
дата,подпись, ф.и.о.

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер_____
_____ПЭС
наименование

_____
дата, подпись, ф.и.о.

ГОДОВОЙ ГРАФИК
технического обслуживания распределительных
электросетей _____ РЭС на 20____ г.
наименование

Наименование объекта электросети	Трудозатраты, чел. ч.		в том числе:																					
			январь		февраль		март		апрель		май		июнь		июль		август		сентябрь		октябрь		ноябрь		декабрь	
	п	ф	п	ф	п	ф	п	ф	п	ф	п	ф	п	ф	п	ф	п	ф	п	ф	п	ф	п	ф	п	ф
ВЛ 6-20 кВ																										
ВЛ 0,38 кВ																										
ТП 6-35/0,38 кВ																										

Начальник _____РЭС
наименование

_____
(дата, подпись, ф.и.о.)

Примечание. При заполнении графика могут быть использованы следующие условные обозначения видов работ:

ПО - периодический осмотр ВЛ;

ПОИ - осмотр ВЛ инженерно-техническим персоналом;

ЗЗ - измерение загнивания древесины;

Зб - измерение прочности бетона;

С - проверка сопротивления заземления опор;

Г - проверка расстояния от проводов до поверхности земли;

Ф - проверка сопротивления петли «фаза-нуль»;

Ч - вырубка отдельных деревьев;

Н - восстановление знаков;

Гп - перетяжка провода;

Б - перетяжка бандажей крепления стойки опоры к приставке;

Р - проверка разрядника со снятием с опоры;

Тк - выполнение работ ЗЗ (Зб), С, Г, Ф, П в комплексе.

Приложение 48
(рекомендуемое)

Сетевая компания, МЭС_____

_____
наименование

ПЭС, ПМЭС _____
наименование

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер_____

_____
наименование сетевой компании, МЭС

_____
дата, подпись, ф.и.о.

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ (ПЯТИЛЕТНИЙ) ГРАФИК КАПИТАЛЬНЫХ, СРЕДНИХ РЕМОНТОВ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ

Высшее напряжение подстанции (кВ). Наименование ПС. Вид оборудования. Диспетчерский номер	Тип оборудования	Срок службы оборудования		Месяц вывода оборудования в ремонт				
		С начала эксплуатации (год)	От последнего капитального, среднего ремонта (год)	20____г.	20____г.	20____г.	20____г.	20____г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Главный инженер _____
(наименование ПЭС, ПМЭС, дата, подпись, Ф.И.О)

Начальник службы подстанций _____
(дата, подпись, Ф.И.О.)

Приложение 49
(рекомендуемое)

Сетевая компания, МЭС_____

_____
наименование

ПЭС, ПМЭС _____
наименование

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер_____

_____
наименование сетевой компании, МЭС

_____
дата, подпись, ф.и.о.

СОГЛАСОВАНО

_____
наименование подразделения системного оператора

_____
дата, подпись, ф.и.о.

ГОДОВОЙ ПЛАН-ГРАФИК РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ
на 20_____ год

Высшее напряжение (кВ) Наименование ПС Вид оборудования Диспетчерский номер	Тип оборудования	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Срок службы от последнего капитального, среднего ремонта (год)	Планируемое время ремонта		Сметная стоимость ремонта	Исполнитель
				Начало (дата)	Окончание (дата)		
1	2	3	4	5	6	7	8

Главный инженер _____
(наименование ПЭС, ПМЭС, дата, подпись, Ф.И.О)

Начальник службы подстанций _____
(дата, подпись, Ф.И.О.)

Приложение 50
(рекомендуемое)

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер ПЭС
_____
наименование
_____
(дата, подпись, Ф.И.О.)

АКТ
сдачи-приемки отремонтированных, модернизированных объектов электрических сетей

Комиссия в составе председателя _____
_____
(должность, Ф.И.О.)
и членов комиссии _____
_____
_____
_____
(должность, предприятие, Ф.И.О.)
составили настоящий акт в том, что _____
_____
(наименование объекта, объемов)
находился (находились) в _____
_____
(плановом, неплановом ремонте, модернизации)
с _____20_____г. по _____
20_____ г.

Комиссии представлены следующие организационно-технические документы: _____
_____
_____
_____

Предусмотренные по плану работы выполнены _____
_____
(капитального, среднего ремонта, модернизации)
_____
(перечень невыполненных работ)
Дополнительно выполнены следующие работы _____
_____

Сметная стоимость ремонта на запланированный объем работ составила _____ тыс. рублей, на фактический объем работ_____ тыс. рублей.

На основании анализа представленных документов, осмотра отремонтированных объектов, результатов опробования оборудования под напряжением (нагрузка) в течение 48 часов и месячной подконтрольной эксплуатации установлены следующие оценки качества отремонтированных объектов и качества выполнения ремонтных работ:

Наименование объекта электросетей	Оценка качества отремонтированного объекта	Оценка качества выполненных ремонтных работ

На основании изложенного отремонтированные объекты считаются принятыми из ремонта в эксплуатацию с _____ 20_____ г.

Гарантийный срок эксплуатации отремонтированных объектов электросетей

_____

(календарная продолжительность в месяцах)

с момента включения оборудования под нагрузку

Председатель комиссии Ф.И.О.

Члены комиссии Ф.И.О.

Приложение 51
(рекомендуемое)

НОМЕНКЛАТУРА РАБОТ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ ТРУБ, ГАЗОХОДОВ И ГРАДИРЕН, ВЫПОЛНЯЕМЫХ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫМИ РЕМОНТНЫМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ

В настоящем приложении приведена номенклатура работ при ремонте специальных сооружений на ТЭС, выполняемых в сроки, предусмотренные нормами простоя в плановых ремонтах согласно приложению 58 Правил.

1. Номенклатура работ при капитальном ремонте дымовых труб.

1.1. Подготовительные работы (общие для всех типов дымовых труб).

Подготовка ремонтной площадки с устройством временных сооружений, установкой лесов, подмостей, люлек, механизмов и спецоснастки.

Наружный и внутренний осмотр трубы с проверкой технического состояния ствола, футеровки, металлоконструкций и уточнением объемов ремонтных работ.

1.2. Ремонт железобетонных труб.

1.2.1. Ремонт железобетонного ствола. Ремонт наружной поверхности ствола трубы с очисткой и заделкой дефектных участков. Ремонт наружных металлоконструкций и грозозащиты трубы. Антикоррозионная защита металлоконструкций. Антикоррозионно-маркировочная защита поверхности железобетонного ствола (по проекту).

1.2.2. Ремонт футеровки. Ремонт кирпичной футеровки с разборкой и заменой дефектных участков. Нанесение на поверхность футеровки изоляционного слоя (по проекту). Ремонт или восстановление вентилируемого зазора (по проекту). Ремонт или восстановление разделительной стенки (по проекту). Замена чугунного литья на оголовке трубы.

1.2.3. Ремонт внутренних металлических газоотводящих стволов. Ремонт металлоконструкций площадок, лестниц. Ремонт теплоизоляции внутренних стволов.

1.3. Ремонт кирпичных труб.

1.3.1. Ремонт кирпичного ствола. Ремонт наружной поверхности кирпичного ствола с заделкой раковин и трещин. Ремонт, замена и установка дополнительных металлических стяжных колец. Ремонт металлоконструкций и грозозащиты трубы. Антикоррозионная защита металлоконструкций и стяжных колец.

1.3.2. Ремонт футеровки. Ремонт кирпичной футеровки с разборкой и заменой дефектных участков. Нанесение на поверхность футеровки изоляционного слоя (по проекту). Ремонт и восстановление разделительной стенки (по проекту). Перекладка оголовка трубы и замена чугунного литья (по проекту).

1.4. Ремонт металлических труб.

1.4.1. Ремонт металлического ствола. Ремонт ствола с заделкой или заменой дефектных участков. Ремонт и замена металлоконструкций, грозозощиты и растяжек. Антикоррозионная защита внутренней и наружной поверхности ствола, металлоконструкций и растяжек.

1.4.2. Ремонт теплоизоляции (при наличии) трубы.

1.5. Заключительные работы (общие для всех видов труб).

Проверка исполнительной документации по ремонту трубы, оформление акта приемки. Демонтаж оборудования, заделка монтажных проемов, уборка строительного мусора.

2. Номенклатура при капитальном ремонте газоходов.

2.1. Подготовительные работы.

Подготовка ремонтной площадки с установкой лесов, подмостей, механизмов и спецоснастки.

Наружный и внутренний осмотр газоходов с проверкой технического состояния конструкций, узлов сооружения и уточнением объемов ремонтных работ.

2.2. Ремонт газоходов.

Ремонт стен, перекрытий и футеровки газоходов с разборкой и заделкой дефектных мест и заменой дефектных элементов. Ремонт или замена опорных конструкций газоходов. Ремонт и уплотнение примыканий газоходов к дымовой трубе и к дымососам (по проекту), восстановление теплоизоляции после ремонта. Ремонт внутренней поверхности футеровки газоходов с нанесением кислотостойких составов.

2.3. Заключительные работы.

Проверка исполнительной документации, оформление акта приемки. Демонтаж оборудования и механизмов, уборка строительного мусора.

3. Номенклатура работ при капитальном ремонте градирни.

3.1. Подготовительные работы (для всех типов градирен).

Подготовка ремонтной площадки с устройством временных сооружений, установкой подмостей, люлек, механизмов и спецоборудования.

Наружный и внутренний осмотр сооружения с проверкой технического состояния башни, металлоконструкций, оросительного устройства, чаше бассейна и уточнением объемов ремонтных работ.

3.2. Ремонт железобетонных гиперболических башен градирен.

Ремонт наружной и внутренней поверхности оболочки башни с очисткой и заделкой дефектных мест. Ремонт и замена металлоконструкций башни градирни. Ремонт железобетонной наклонной колоннады (по проекту).

3.3. Ремонт башенных градирен с металлическим каркасом.

Ремонт и замена отдельных дефектных элементов металличсского каркаса башни. Ремонт и замена дефектных щитов обшивы башни. Антикоррозионная защита металлоконструкций башни.

3.4. Ремонт вентиляторных градирен.

Ремонт наружных и внутренних поверхностей железобетонных стен с заделкой дефектных мест. Ремонт и замена отдельных дефектных элементов металлического каркаса. Ремонт или замена дефектных мест в обшиве каркаса. Ремонт

или замена опорных конструкций, вентиляторов, диффузоров (по проекту). Антикоррозионная защита металлоконструкций, диффузоров, вентиляторов.

3.5. Ремонт и модернизация оросительного устройства и чаши бассейна градирни (для всех типов градирен)

Ремонт и замена дефектных деталей оросителя, каркаса оросительного устройства водораспределения, ветровых и противообледенительных перегородок и щитов противообледенительного тамбура. Антикоррозионная защита трубопроводов водораспределения. Ремонт дефектных мест в чаше градирни с восстановлением гидроизоляции (по проекту). Ремонт бетонной отмостки по периметру чаши бассейна градирни (по проекту), очистка чаши бассейна градирни.

3.6. Заключительные работы для всех типов градирен).

Проверка исполнительной документации по ремонту градирни, оформление акта приемки.

Демонтаж механизмов и оснастки, восстановление монтажных проемов, уборка строительного мусора.

Приложение 52
(обязательное)

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель генерирующей
(управляющей) компании

(дата, подпись, ф.и.о.)

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ПЛАН
капитального ремонта зданий и сооружений
с 200 г. по 200 г.

Год	Наименование энергопредприятия и объектов	Ориентировочная стоимость ремонта, тыс.руб.	Планируемое время ремонта		Исполнители и сроки разработки проектно-сметной документации	Исполнители ремонтных работ	Примечание
			месяц начала ремонта	Продолжительность в кал.сутках			

Руководитель энергопредприятия (Ф.И.О.)
" " _____ 200 г.

Приложение 53
(обязательное)

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель генерирующей
(управляющей) компании

(дата, подпись, ф.и.о.)

ГОДОВОЙ ПЛАН
капитального ремонта зданий и сооружений на 200 г.

Наименование энергопредприятия, объекта и виды работ	Объем работ по смете		Выполнено работ на конец 200 г.		Перехо-дящий остаток сметных сумм на начало 200 г. тыс.руб.	План физических объемов работ на 200 г (в соответствующих ед.измерения)			План на 200 г. тыс.руб.					Сроки начала и окончания работ	Исполнитель (цех,подрядная организация)
	физический объем работ в натуральных измерителях	стоимость, тыс. руб.	физический объем работ в натуральных измерителях	стоимость, тыс. руб.		все го	Хозспособом	подрядным способом	всего	1кв.	2кв.	3кв.	4кв.		

Руководитель энергопредприятия (Ф.И.О.)
" " _____200 г.

Приложение 54
(рекомендуемое)

ПЕРИОДИЧНОСТЬ КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

№ п/п	Здания и сооружения с их конструктивными характеристиками	Периодичность капитальных ремонтов, годы		
		в нормальных условиях	в агрессивных средах	при вибрации и других динамических нагрузках
I.	Здания			
1.	С железобетонным каркасом, панельными сборными железобетонными стенами	30	20	10
2.	То же, с металлическим каркасом	25	15	8
3.	С железобетонным или металлическим каркасом, панельными облегченными стенами, с обшивкой профилированной оцинковоной сталью и аналогичными панелями покрытия	15	10	12
4.	С железобетонным или металлическим каркасом, с заполнением каркаса каменными материалами	20	15	6
5.	С каменными стенами из штучных камней или крупноблочных, колонны и столбы железобетонные или кирпичные с железобетонными перекрытиями	15	10	6
6.	Со стенами облегченной каменной кладки, колонны и столбы кирпичные или железобетонные, перекрытия железобетонные	12	10	5

№ п/п	Здания и сооружения с их конструктивными характеристиками	Периодичность капитальных ремонтов, годы		
		в нормальных условиях	в агрессивных средах	при вибрации и других динамических нагрузках
II.	Сооружения производственного назначения			
1.	Галереи и эстакады топливоподачи металлические	16	10	10
2.	Эстакады для воздушной прокладки трубопроводов металлические	16	10	
3.	Дымовые трубы металлические:			
	многоствольные	18	12	15
	одноствольные	15	10	15
4.	Дымовые трубы кирпичные и железобетонные	30	20	30
5.	Газоходы кирпичные для отвода дымовых газов (на железобетонных опорах с железобетонными покрытиями и перекрытиями) с защитной кислотоупорной футеровкой из кирпича	25	15	15
6.	То же, металлические газоходы с футеровкой из кислотоупорного кирпича	15	10	10
7.	То же, из сборных железобетонных панелей с футеровкой из кислотоупорного кирпича	15	7	7
8.	То же, из сборных железобетонных панелей с футеровкой из силикатполимербетона	30	30	30

№ п/п	Здания и сооружения с их конструктивными характеристиками	Периодичность капитальных ремонтов, годы		
		в нормальных условиях	в агрессивных средах	при вибрации и других динамических нагрузках
9.	Разгрузочные платформы зданий ХВО бетонные и железобетонные	-	8	-
10.	Градирни:			
10.1.	С железобетонной оболочкой	18	12	-
10.2.	Каркасно-обшивные:			
10.2.1.	С деревянной обшивкой	6	3	-
10.2.2.	С асбошиферной обшивкой	18	12	-
10.2.3.	С алюминиевой обшивкой (однослойной, двухслойной)	20	-	-
11.	Резервуары			
11.1	Железобетонные резервуары для мазута		15	
11.2	Металлические резервуары для мазута		10	
11.3	Металлические резервуары для воды		7	

Приложение 55
(рекомендуемое)

ПЕРИОДИЧНОСТЬ КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

№ п/п	Наименование конструктивных элементов	Примерная периодичность капитальных ремонтов в годах для различных условий эксплуатации		
		в нормальных условиях	в агрессивных условиях при переувлажнении	при вибрации и других динамических воздействиях
1	2	3	4	5
1.	Фундаменты			
1.1.	Железобетонные и бетонные	50	25	15
1.2.	Бутовые и бутобетонные	40	20	12
1.3.	Кирпичные	30	15	10
2.	Стены			
2.1.	Сборные, панельные, железобетонные	15	10	8
2.2.	Стыки между панелей	8	4	5
2.3.	Облегченные панельные 3-х слойные стены с металлической обшивой оцинковонной сталью	18	12	15
2.4.	Кирпичные из обыкновенного глинянного красного кирпича	20	18	15
2.5.	То же, из облегченной кладки	12	8	10
2.6.	Из силикатного кирпича	20	12	15

1	2	3	4	5
3.	Каркасы			
3.1.	Колонные			
3.1.1.	Железобетонные:			
	Монолитные	50	40	40
	Сборные	50	35	35
3.1.2.	Металлические	60	35	50
3.1.3	Кирпичные	20	15	10
3.2.	Ригели, балки:			
3.2.1.	Ригели железобетонные	50	40	30
3.2.2.	Ригели металлические	50	35	40
3.2.3.	Балки подкрановые:			
	металлические	30-35	20	25
	железобетонные обыкновенные	35	30	20
	железобетонные преднапряжённые	40-45	35-40	35-40
4.	Фермы			
4.1.	Металлические	20	15	15
4.2.	Железобетонные	18	12	15
5.	Перекрытия			
5.1.	Железобетонные монолитные	20	15	18
5.2.	Железобетонные сборные по железобетонным балкам	25	18	15
5.3.	Железобетонно-металлические (плиты железобетонные, балки металлические)	20	28	18
5.4.	Металлические	25	15	20
6.	Покрытия (несущие ограждающие)			
6.1.	Металлические облегчённые	15	10	15
6.2.	Железобетонные крупнопанельные сборные по фермам	35	30	30

1	2	3	4	5
6.3.	Железобетонные сборные мелкоразмерные по металлическим прогонам	25	18	15
6.4.	Железобетонные монолитные по железобетонным аркам и регелям рам, сводчатые	30	20	25
6.5.	Железобетонные монолитные по металлическим прогонам	30	18	20
7.	Полы			
7.1.	Металлические	20	15	12
7.2.	Цементные и бетонные	5	2	4
7.3.	Керамические (плиточные)	10	8	6
7.4.	Мозаичные	18	15	12
7.5.	Шлакоситаловые (плиточные)	12	12	8
7.6.	Асфальтовые	6	6	6
7.7.	Паркетные	8	-	6
7.8.	Дощатые	8	-	8
7.9.	Из линолеума	5	5	5
7.10.	Из кислотоупорного кирпича (плитки)	-	10-12	7-9
8.	Проёмы			
8.1.	Переплёты металлические	20	20	20
8.2.	Переплёты деревянные	15	10	12
8.3.	Двери	10	10	10
8.4.	Ворота металлические	8	8	8
9.	Внутренняя штукатурка	15	10	6
10.	Штукатурка фасадов	10	10	5
11.	Центральное отопление	15	12	10

1	2	3	4	5
12.	Вентиляция	10	5	8
13.	Водопровод, канализация и горячее водоснабжение	15	12	12
14.	Электроосвещение	12	10	10
15	Гидроизоляционные и анти- коррозионные покрытия	8	4	6

Приложение 56
(обязательное)

НОРМЫ ПЕРИОДИЧНОСТИ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ДЫМОВЫХ ТРУБ И ГРАДИРЕН

1. Дымовые трубы и газоходы должны подвергаться наружному осмотру один раз в год (весной).

Внутреннее и наружное обследование дымовых труб и газоходов производится через 5 лет после их ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем по мере необходимости, но не реже, чем один раз в 5 лет.

2. Осмотр основных конструкций градирен (башен, оросителей и их каркасов, водораспределительных устройств и вентиляционного оборудования) должен производиться ежегодно при установившейся положительной температуре воздуха.

При высоте вытяжных башен градирен более 100м должна производиться геодезическая проверка их отклонения от вертикали не реже чем 1 раз в 10 лет.

3. Наблюдения за осадками фундаментов дымовых труб и градирен должны проводиться в первые два года после сдачи в эксплуатацию – 2 раза в год, в дальнейшем, до стабилизации осадок фундаментов – 1 раз в год, а после стабилизации осадок (1мм в год и менее) – 1 раз в 5 лет.

4. При эксплуатации градирен и брызгальных бассейнов должны быть обеспечены:

контроль за состоянием водораспределительных систем по утвержденному графику и их промывка (не реже 2 раз в год – весной и осенью);

осмотр решеток и сеток резервуаров с очисткой их по мере надобности.

Приложение 57
(обязательное)

НОРМЫ ПРОСТОЯ ДЫМОВЫХ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ И КИРПИЧНЫХ ТРУБ ДЛЯ ОБСЛЕДОВАНИЯ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ФУТЕРОВКИ, ИЗОЛЯЦИИ ЖЕЛЕЗОБЕТОННОЙ ПОВЕРХНОСТИ И ОГОЛОВКА ТРУБЫ

При высоте труб до 120м – 2 суток, но не менее 20 ч светового дня.

При высоте труб выше 120м до 180м – 3 суток, но не менее 30 ч светового дня.

При высоте труб выше 180м до 250м и более – 4 суток, но не менее 40 ч светового дня.

При высоте труб выше 250м до 350м и более – 5 суток, но не менее 46 ч светового дня.

Примечания: 1. Нормы простоя приняты при условии состояния оголовка, позволяющего установку оснастки. При необходимости ремонта оголовка длительность простоя соответственно увеличивается

2. При возникновении во время монтажа оснастки неблагоприятных погодных условий (гроза, ветер 6 баллов и более, осадки, туман, гололед) работы прекращаются, а длительность простоя соответственно увеличивается

3. Все подготовительные работы к внутреннему осмотру поверхности футеровки и оголовка трубы должны выполняться на работающей трубе.

Приложение 58
(рекомендуемое)

ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ КАПИТАЛЬНЫХ И ТЕКУЩИХ РЕМОНТОВ ДЫМОВЫХ ТРУБ, ГАЗОХОДОВ И ГРАДИРЕН

Объект		Характеристика объекта	Продолжительность ремонта, сутки	
			в капитальном ремонте	в текущем ремонте
1.	Железобетонные и кирпичные трубы	Высота до 100м	60	15
		Выше 100м - до120-150м	90	20
		Выше 150м – до 180м	120	25
		Выше 180м – до 250м	150	35
		Выше 250м – до 320м	160	40
2.	Металлические дымовые трубы	Высота до 30м	40	10
		То же, от 30 до 60м	60	15
		То же, от 60 до 100м	80	20
3.	Газоходы к дымовым трубам	Объем газохода до 320м^3	30	7
		Объем газохода от 320м^3 до 640м^3	60	10
4.	Башенные градирни с металлическим каркасом	Площадь до 800м^2	45	12
		То же, от 800 до 1500м^2	70	15
		-"- от 1500 до 2500м^2	90	25
5.	Железобетонные гиперболические градирни	Площадь 1520м^2	120	15
		-"- 3200м^2	160	20
6.	Вентиляторные градирни	Площадь до 420м^2	60	5
		То же, до 700м^2	70	7

Приложение 59
(обязательное)

Электростанция _____

Объект ремонта _____

А К Т
предремонтного обследования объекта

Комиссия в составе представителей Заказчика

_____

Подрядчика

_____

произвела " " _____ 200 г Освидетельствование в _____

натуре здания и сооружения (дымовой трубы, градирни, газохода, антикоррозийного покрытия трубопроводов и др.). _____

_____

и, ознакомившись с предъявленной производственно-технической документацией, установила следующее:

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

На основании изложенного комиссия считает, что объект нуждается в следующем ремонте:

_____

_____

_____

_____

Представитель Заказчика (Ф.И.О.)

Представитель Подрядчика (Ф.И.О.)

Приложение 60
(обязательное)

Электростанция _____

Объект ремонта _____

ВЕДОМОСТЬ (опись)
объёма ремонтно-строительных работ

на _____
(вид ремонта)

Основание: акт общего технического осмотра (акт обследования)
_____от_____20 г.
(наименование здания, сооружения)

Вид работ	Формула подсчёта	Ед. измерения	Количество

Представитель Заказчика (Ф.И.О.)

Представитель Подрядчика (Ф.И.О.)

Правила заполнения: при составлении описания видов работ следует указать состав работ, материалы, конструкции по аналогии со сметными нормами

Приложение 61
(обязательное)

Электростанция _____

Объект ремонта _____

А К Т
готовности здания, сооружения к производству ремонтных работ

Объект ремонта _____

_____

Комиссия в составе представителей:

Подрядчика _____

Заказчика _____

произвела " " _____ 200 г проверку выполнения Заказчиком _____ подготовительных работ и наличия материалов для ремонтных работ, ознакомившись с производственно-технической документацией, установила:

1. Подъездные дороги, электросеть, водопровод, сети сжатого воздуха и пара, телефонная связь, складские помещения, контора, раздевалка и прочие сооружения выполнены без отступления (с отступлением) от проекта.

2. Материалы для ремонтных работ укомплектованы полностью (не полностью).

Недостаёт (кг, тонн)

_____

Доставка в срок недостающего количества материалов обеспечивается:

_____

Проект производства работ и смета рассмотрены и соответствуют характеру и объёму выполняемых работ.

Заключение. Объект выводится в ремонт на срок _____ календарных суток с " " _____200 г. по " " _____200 г.

Представитель Заказчика (Ф.И.О.)

Представитель Подрядчика (Ф.И.О.)

Приложение 62
(обязательное)

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
_____

Электростанция _____
Объект ремонта _____ Дата, подпись

А К Т
приёмки из ремонта здания, сооружения
_____

Комиссия в составе: _____

_____

_____

назначенная _____

_____

произвела приёмку в эксплуатацию законченный ремонтом объект

_____

_____

При приёмке установлено:

1. Ремонт выполнялся _____

в период с _____ по _____

и выполнен за _____ календарных суток против _____

_____ суток по плану.

Ответственный руководитель работ _____

_____

Производитель работ (бригада) _____

_____

2. Ремонт произведён на основании:

_____

_____

_____

3. Имеющие место отступления от проекта _____

_____

_____

_____

_____

_____

4. При ремонте выполнены следующие основные работы:

_____

_____

_____

_____

5. Перечень недоделок, не препятствующих нормальной эксплуатации объекта _____

_____

_____

6. Сметная стоимость ремонта объекта по утверждённой сметной документации _____ тыс. руб.

Фактическая стоимость выполненных и принятых по настоящему акту работ _____ тыс. руб.

Сметная стоимость недоделок, перечисленных в п. 5 акта _____ тыс. руб.

7. Комиссия проверила наличие и содержание следующих документов по ремонту _____

_____

_____

_____

Решение комиссии:

Предъявленный к сдаче объект

_____

принимается в эксплуатацию " " _____ 200 г.

с оценкой выполненных работ _____

Приложение к акту _____

_____

_____

_____

Представитель комиссии (Ф.И.О.)

Члены комиссии: (Ф.И.О.)

Приложение 63
(справочное)

Перечень нормативных документов, на которые имеются ссылки в Правилах

Обозначение НД (предыдущее обозначение)	Наименование НД	Пункт, в котором имеется ссылка
СО 153-34.20.501-2003	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (ПТЭ)	Вводная часть; 2.9.8; 2.9.11; 2.9.15; 2.9.26; 2.9.28; 2.9.35; 4.4.2; 5.1.10; 5.2.1; 5.2.5; 5.4.7; 5.7.1; 6.2.1; 6.7.2
СО 34.20.602-2002 (РД 153-34.1-20.602-2002)	Основные положения и требования договора на выполнение работ по ремонту оборудования электростанций	1.8; 4.1.10; 5.1.16; прил. 32
СО 34-38-445-87 (ОСТ 34-38-445-87)	СТОиРОЭ. Комплектность технологических документов	2.5.4
ГОСТ 2.601-95	ЕСКД. Эксплуатационные документы	2.5.5
ГОСТ 2.602-95	ЕСКД. Ремонтные документы	2.5.5
СО 34-38-447-78 (ОСТ 34-38-447-78)	СТОиРОЭ. Номенклатура и комплектность нормативно-технических конструкторских ремонтных документов	2.5.5
СО 34.20.608-2003 (РД 153-34.0-20.608-2003)	Методические указания. Проект производства работ для ремонта энергетического оборудования электростанций. Требования к составу, содержанию и оформлению	2.5.6
ГОСТ 2.604-68	ЕСКД. Чертежи ремонтные	2.5.7
СО 34.20.601-96 (РД 34.20.601-96)	Методические указания по совершенствованию СТОиР энергоблоков и энергоустановок ТЭС на основе ремонтного цикла с назначенным межремонтным ресурсом	2.6.6
СО 34.35.521-00 (РД 153-34.1-35.521-00)	Методические указания. Состав и ведение эксплуатационной документации в цехах АСУ ТП (ТАИ) тепловых электростанций	3.1.9
СО 34.35.617-2001 (РД 153-34.0-35.617-2001)	Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управле-	3.4.1; 5.5.1

Обозначение НД (предыдущее обозначение)	Наименование НД	Пункт, в котором имеется ссылка
	ния и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ	
СНиП 1.02.01-95	Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений	4.4.4
СНиП 2.04.07-85	Тепловые сети. Нормы проектирования	4.4.4
СНиП II-23-81	Стальные конструкции	4.4.4
СНиП 3.05.03-85	Тепловые сети	4.4.4; 4.8.1
СНиП 3.05.04-85	Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации	4.4.4
СНиП II-01-95	Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составления проектной документации	4.4.4
ГОСТ 21.605-82	СПДС. Сети тепловые (тепломеханическая часть). Рабочие чертежи	4.4.4
СанПиН № 4723-88	Санитарные правила устройства и эксплуатации систем централизованного горячего водоснабжения	4.4.4
СП 41-101-95	Проектирование тепловых пунктов. Своды правил по проектированию и строительству к СНиП 2.04.07-85	4.4.4
СО 153-34.03.356-00 (ПБ 12-368-00)	Правила безопасности в газовом хозяйстве	4.6.19
СО 153-34.20.120-2003	Правила устройства электроустановок (ПУЭ)	4.6.19, 5.2.6
СНиП 3.01.04-87	Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения	4.8.1; 6.8.4
СО 153-34.20.150-2003	Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.	5.1.12; 5.2.11; 5.3.17; 5.4.18; 5.6.8
СО 34.20.504-94 (РД 34.20.504-94)	Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ	5.2.1; 5.2.3; 5.2.6
СО 34.20.409-99 (РД 153-34.3-20.409-99)	Руководящие указания об определении понятий и отнесении видов работ и мероприятий в электрических сетях отрасли "Электроэнергетика" к новому	5.2.6; 5.3.5

Обозначение НД (предыдущее обозначение)	Наименование НД	Пункт, в котором имеется ссылка
	строительству, расширению, реконструкции и техническому перевооружению	
СО 34.20.662-98 (РД 153-34.3-20.662-98)	Типовая инструкция по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ с неизолированными проводами	5.3.1; 5.3.5
СО 34.45-51.300-97 (РД 34.45-51.300-97)	Объем и нормы испытаний электрооборудования	5.3.1; 5.4.1; 5.6.2; 5.6.11; прил.19 и 22
СО 34.35.613-00 (РД 153-34.3-35.613-00)	Правила технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4 - 35 кВ	5.5.1
СО 34.0-35.648-2001 (РД 153-34.0-35.648-2001)	Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем	5.5.1
СО 153-34.20.508 (РД 34.20.508)	Инструкция по эксплуатации силовых кабельных линий. Ч.1. Кабельные линии напряжением до 35 кВ	5.6.8
СО 153-34.20.509 (РД 34. 20.509)	Инструкция по эксплуатации силовых кабельных линий. Ч.2. Кабельные линии напряжением 110-500 кВ	5.6.8
СО 153-34.03.305-2003	Инструкция о мерах пожарной безопасности при проведении огневых работ на энергетических предприятиях	5.7.2
СО 34.49.501-95 (РД 34.49.501-95)	Типовая инструкция по эксплуатации автоматических установок водяного пожаротушения	5.7.2
СО 34.49.502-96 (РД 34.49.502-96)	Инструкция по эксплуатации установок пожаротушения с применением воздушно-механической пены	5.7.2
СО 34.49.503-94 (РД 34.49.503-94)	Типовая инструкция по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли	5.7.2
СО 34.11.115-97 (РД 34.11.115-97)	Положение о системе калибровки средств измерений в электроэнергетике	5.7.3
СО 34.11.412-96 (РД 34.11.412-96)	Методические указания. Калибровка средств измерений на энергопредприятиях электроэнергетики. Организация и	5.7.3

Обозначение НД (предыдущее обозначение)	Наименование НД	Пункт, в котором имеется ссылка
	порядок проведения	
МИ 2304-94	ГСИ. Метрологический контроль и надзор, осуществляемые метрологическими службами юридических лиц	5.7.3
СО 34.0-21.601-98 (РД 153-34.0-21.601-98)	Типовая инструкция по эксплуатации производственных зданий и сооружений энергопредприятий. Часть II	6.2.2
СО 153- 34.21.521-91 (РД 34.21.521-91)	Типовая инструкция по технической эксплуатации производственных зданий и сооружений энергопредприятий. Часть I	6.2.4
ПБ 03-445-02	Правила безопасности при эксплуатации дымовых и вентиляционных промышленных дымовых труб	6.6.4
СО 34.21.523-99 (РД 153-34.1-21.523-99)	Инструкция по эксплуатации железобетонных и кирпичных дымовых труб и газоходов энергопредприятий	6.8.8
СО 34.22.402-94 (РД 34.22.402-94)	Типовая инструкция по приемке и эксплуатации башенных градирен	6.8.8
	Методические рекомендации по определению нормативной величины затрат на ремонт основных производственных фондов электростанций	Прил. 3
	Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости групп и видов основных фондов	Прил. 3
	Методические рекомендации по формированию и согласованию величины затрат на выполнение сверхтиповых ремонтных работ	Прил. 3
СО 34.20.607-2002 (РД 153-34.1-20.607-2002)	Методические указания по формированию смет и калькуляций на ремонт энергооборудования	Прил. 3
ГОСТ 533-2000	Турбогенераторы. Общие технические условия	Прил. 19

gost.e-ecolog.ru