

Утверждено решением  
Совета директоров  
ОАО «Колымаэнерго»

«14» октября 2005 г.

Генеральный директор  
ОАО «Колымаэнерго»

\_\_\_\_\_Л.А. Мурин

**ПОЛОЖЕНИЕ**  
**об организации работ по обеспечению надежности**  
**и эффективности энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго»**

## СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Введение.....	3
2. Основные понятия и терминология .....	3
3. Идеология ремонтной политики ДЗО .....	4
3.1. Основные принципы .....	4
3.2. Принципы принятия решений .....	5
3.3. Место ремонтной программы в системе планирования .....	5
3.4. Соответствие ремонтной программы бизнес-плану общества и другим проектам .....	6
3.5. Принципы группировки мероприятий в ремонтных программах .....	6
4. Формирование ремонтных программ .....	7
4.1. Формирование ремонтных программ (годовых).....	7
4.2. Формирование величины ремонтных затрат .....	7
4.3. Формирование перечня сверхтиповых ремонтных работ.....	7
4.4. Оценка мероприятий ремонтной программы .....	7
5. Взаимоотношения ДЗО с БЕ № 1 при осуществлении ремонтной деятельности .....	7
5.1. Ответственность за подготовку, согласование, исполнение ремонтных программ ДЗО и расходование средств на их финансирование .....	7
5.2. Согласование годовых ремонтных программ и обосновывающих материалов к ним в соответствии с установленными корпоративными процедурами ...	8
6. Контроль выполнения годовых ремонтных программ.....	8
<b>Приложение № 1.</b> Регламент управления ремонтной деятельностью БЕ № 1 .....	
Раздел 1. Разработка перспективной программы (графика) ремонта .....	
Раздел 2. Разработка годовой программы (графика) ремонта .....	
Раздел 3. Контроль и координация выполнения ремонтных программ .....	
<b>Приложение № 2.</b> Регламент организации ремонтной деятельности ДЗО (макет)...	
<b>Приложение № 3.</b> Регламент работ по определению технического состояния основного оборудования ГЭС.....	
<b>Приложение № 4.</b> Положение о взаимоотношениях между генерирующими компаниями, электростанциями и подрядными предприятиями, выполняющими работы по ремонту энергооборудования, зданий и сооружений.....	

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Открытое акционерное общество энергетики и электрификации «Производственно-энергетическая компания Колымы» (далее по тексту ОАО «Колымаэнерго») является До-черним Зависимым Обществом ОАО РАО «ЕЭС России» и находится под управлением БЕ № 1. В состав ОАО «Колымаэнерго» входит два энергетических объекта: действующая Колымская ГЭС и строящаяся Усть-Среднеканская ГЭС. Таким образом, обеспечение надежности и повышение эффективности энергопроизводства, до пуска первого гидроагрегата Усть-Среднеканской ГЭС применимо только для Колымской ГЭС.

Положение направлено на принятие обоснованных решений в рамках оптимизации эксплуатационно-ремонтной деятельности ОАО «Колымаэнерго».

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России»:

- распространяется на его эксплуатационно-ремонтную деятельность;
- имеет корпоративное предназначение;
- является документом, устанавливающим комплекс норм, правил и требований к формированию рассмотрению, согласованию и утверждению эксплуатационно-ремонтных программ Общества;
- определяет условия взаимодействия между БЕ № 1 и ОАО «Колымаэнерго» по реализации (выполнению) ремонтных программ Общества;
- устанавливает права и обязанности ОАО «Колымаэнерго» и БЕ № 1 при рассмотрении и утверждении ремонтных программ Общества.

## 2. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ТЕРМИНОЛОГИЯ

**БЕ № 1** - Бизнес-единица №1 ОАО РАО «ЕЭС России».

**УТС и ОРД БЕ № 1** – Управление технического состояния и организации ремонтной деятельности БЕ № 1.

**ДЗО** - Дочерние Зависимые Общества ОАО РАО «ЕЭС России», находящиеся под управлением БЕ № 1.

**ОАО «Колымаэнерго»** - Дочернее Зависимое Общество ОАО РАО «ЕЭС России», находящееся под управлением БЕ № 1.

**ОПФ** – основные производственные фонды.

**ТО и Р** - техническое обслуживание и ремонт, представляющий собой комплекс мероприятий направленный на системное и эффективное решение задач по поддержанию основных производственных фондов в исправном состоянии.

**Ремонтная программа (РП)** - комплекс ремонтных мероприятий, направленный на поддержание исправного и работоспособного состояния оборудования, зданий, сооружений, достижение нормативных технико-экономических показателей оборудования в среднесрочной перспективе.

Ремонтная программа должна быть взаимосвязана с инвестиционными проектами.

**Годовая ремонтная программа (ГРП)** - комплекс конкретных мероприятий, планируемый к выполнению в предстоящем году. Годовая ремонтная программа формируется на основе ремонтной программы и в сроки определенные Регламентом управления ремонтной деятельностью БЕ № 1.

**Регламент управления ремонтной деятельностью БЕ № 1 (Приложение № 1)** - документ, являющийся неотъемлемой частью настоящего Положения и устанавливающий порядок и формат взаимодействия ДЗО (ОАО «Колымаэнерго») и БЕ № 1 в части управления ремонтной деятельностью.

**Регламент организации ремонтной деятельности ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 (Приложение № 2)** - внутренний документ ОАО «Колымаэнерго», устанавливающий порядок и формат взаимодействия подразделений Общества при осуществлении ремонтной деятельности. Регламент разрабатывается силами ОАО «Колымаэнерго». Регламент подлежит утверждению Советом Директором в соответствии с Уставом Общества.

**ПУИ** - программа управления издержками.

**Сводный план организационно–технических мероприятий по повышению надежности и эффективности работы энергопредприятия** – внутренний документ ОАО «Колымаэнерго», определяющий сроки, объёмы, источники финансирования мероприятий подлежащих обязательному исполнению (далее по тексту «сводный план»).

Сводный план должен состоять из приложений:

- Программа совершенствования организационной и методологической системы обеспечения надежности основного оборудования;
- Программа совершенствования управления надежностью и безопасностью профессиональной деятельности;
- Мероприятия по снижению аварийности и повышению надежности основного оборудования (по группам учета);
- Программа ТО и Р ОПФ по группам учета;
- Программа работ по исполнению Предписаний государственных и корпоративных надзорных органов;
- Программа повышения надежности систем и средств диспетчерского и технологического управления, противоаварийной автоматики и связи;
- Программа мероприятий по техническому освидетельствованию, диагностики и паспортизации ОПФ;
- План работ по внедрению новой техники и технологий;
- Мероприятия по охране окружающей среды;
- План проектных работ;
- Мероприятия по обеспечению сохранности оборудования, материалов, ЗиП и других материальных ценностей.

### **3. ИДЕОЛОГИЯ РЕМОНТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

#### **3.1. Основные принципы**

ОАО «Колымаэнерго» строит свою политику в энергоремонтной деятельности исходя из принципов обеспечения минимально необходимой и достаточной надежности ОПФ и максимально возможной экономической эффективности ремонтных программ.

Принципы формирования ремонтных программ должны соответствовать целевой модели энергопредприятия в краткосрочной перспективе. Горизонт планирования эксплуатационно-ремонтной деятельности составляет 5 лет.

При этом ОАО «Колымаэнерго» несёт ответственность за:

- техническое состояние оборудования, зданий и сооружений;
- планирование и подготовку ТО и Р;

- обеспечение ТО и Р финансовыми, материальными, трудовыми ресурсами;
- сроки и качество работ по ТО и Р;
- организацию эксплуатационно-ремонтной деятельности;
- разработку и реализацию мероприятий по снижению производственных издержек, в том числе за счет улучшения технико-экономических показателей отремонтированного оборудования.

С целью организации эффективного управления энергоремонтной деятельностью ОАО «Колымаэнерго» обеспечивает разработку и утверждение Положения об организации работ по обеспечению надежности и эффективности энергопроизводства ДЗО.

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности энергопроизводства включает в себя:

- Регламент управления ремонтной деятельностью БЕ № 1 (Приложение № 1 настоящего Положения);
- Регламент организации ремонтной деятельности ОАО «Колымаэнерго» (Приложение № 2 настоящего Положения);
- Регламент работ по определению технического состояния основного оборудования ГЭС (Приложение № 3 настоящего Положения);
- Положение о взаимоотношениях между Филиалом «Колымская ГЭС» ОАО «Колымаэнерго» и подрядными предприятиями, выполняющими работы по ремонту энергооборудования, зданий и сооружений (Приложение № 4 настоящего Положения).

### ***3.2. Принципы принятия решений***

Принятие решений по мероприятиям предусмотренных годовой ремонтной программой основывается на принципах:

- соответствия мероприятия перспективному плану ремонта и модернизации ОПФ;
- обеспечения достаточной надежности энергообеспечения потребителей;
- соответствия ПУИ;
- экономической эффективности (анализ «Стоимость – Выгода»).

Принятие Департаментом по энергетике, транспорту и связи при Администрации Магаданской области (ФСТ) величины ремонтной составляющей в тарифах не может служить основанием для отказа от оптимизации ремонтных программ.

### ***3.3. Место эксплуатационно-ремонтных программ в системе планирования***

Эксплуатационно-ремонтная программа ОАО «Колымаэнерго» является составной частью системы бизнес планирования и бюджетирования общества. При формировании эксплуатационно-ремонтных программ должно учитываться влияние их реализации на экономику общества в целом.

Эксплуатационно-ремонтные программы должны обеспечивать выполнение ключевых показателей эффективности, устанавливаемых для ОАО «Колымаэнерго».

Сводный план является внутренним документом Филиала «Колымская ГЭС» не подлежащим согласованию с БЕ № 1. Сводный план разрабатывается на основе утвержденного Советом Директоров общества бизнес-плана, действующей нормативно-технической документации, ПУИ и др.

Сводный план утверждается директором Филиала «Колымская ГЭС» ОАО «Колымаэнерго» по поручению Совета Директоров. Ответственность за разработку и исполнение сводного плана возлагается лично на директора Филиала «Колымская ГЭС» ОАО «Колымаэнерго».

В течение 2005 года функции сводного плана выполняет приказ директора Филиала «Колымская ГЭС» №1 «О повышении эффективности, надежности и безопасности энергетического производства Колымской ГЭС в 2005 году» от 11.01.2005 г. с соответствующими сводному плану приложениями – он же «эксплуатационный приказ».

### **3.4. Соответствие эксплуатационно-ремонтных программ бизнес-плану общества и другим проектам**

Для обеспечения максимальной эффективности политики ОАО «Колымаэнерго» в части энергоремонтной деятельности включение эксплуатационно-ремонтных программ в систему бизнес-планирования и бюджетирования должно обеспечить органичную взаимосвязь с другими проектами и программами. В первую очередь это касается инвестиционных проектов, программ управления издержками, программ ТП и Р.

### **3.5. Принципы группировки мероприятий в Ремонтных программах**

Группировка эксплуатационно-ремонтных мероприятий в ГРП осуществляется по группам учета ОПФ, видам ремонта, по способам выполнения работ.

#### По группам учета:

- гидротурбинное оборудование;
- генераторное оборудование;
- здания и сооружения;
- электротехническое оборудование;
- гидромеханическое оборудование;
- общестанционное оборудование;
- прочее (лицензии, аттестация, аварийный запас, расходные материалы и запасные части и др.).

#### По виду:

- типовые ремонты (обеспечение работоспособности ОПФ),- критерием оценки является достаточность средств для достижения требуемой надежности;
- сверхтиповые ремонты (повышение экономичности и надежности);
- целевые ремонты (продление ресурса, выполнение предписаний, повышение ТЭП и т.д.).

#### По способу выполнения работ:

- Внешний подряд;
- Внутренний подряд (включая другие филиалы ОАО «Колымаэнерго», а в перспективе – ДЗО-энергоремонт);
- Хозспособ.

#### **4. ФОРМИРОВАНИЕ РЕМОНТНЫХ ПРОГРАММ**

##### ***4.1. Формирование годовых и пятилетних ремонтных программ***

Формирование годовых и пятилетних ремонтных программ осуществляется на основе требований настоящего Положения, внутреннего Регламента организации ремонтной деятельности ОАО «Колымаэнерго», Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (СО 153-34.20.501-2003) и Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей (СО 34.04.181-2003).

##### ***4.2. Формирование величины ремонтных затрат***

Расчет и обоснование величин затрат на ТО и Р в тарифах выполняется ОАО «Колымаэнерго» на основе:

- СО 34.20.611-2003. Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций;
- СО 34.20.609-2003. Методические рекомендации по определению нормативной величины затрат на ТО и Р энергооборудования, зданий и сооружений электростанций;
- СО 34.20.610-2003. Методические указания по формированию и согласованию величины затрат на выполнение сверхтиповых работ по ремонту энергооборудования, зданий и сооружений электростанций.

##### ***4.3. Формирование перечня сверхтиповых ремонтных работ***

В перечень включаются все наиболее важные и затратные мероприятия по каждому из объектов групп учета.

ДЗО подготавливает необходимые обосновывающие материалы по включению каждого мероприятия из перечня сверхтиповых работ.

##### ***4.4. Оценка мероприятий ремонтной программы***

Оценка каждого мероприятия и всей ремонтной программы производится в соответствии с принципами принятия решений изложенными в пункте 3.2. настоящего Положения.

#### **5. ВЗАИМООТНОШЕНИЯ ОАО «КОЛЫМАЭНЕРГО» С БЕ № 1 ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННО-РЕМОНТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

##### ***5.1. Ответственность за подготовку, согласование, исполнение ремонтных программ ОАО «Колымаэнерго» и расходование средств на их финансирование***

ОАО «Колымаэнерго» и БЕ № 1 строят свои взаимоотношения на основе Регламента управления ремонтной деятельностью БЕ № 1 (Приложение № 1 настоящего Положения) и Стандарта информационного обмена.

Персональная ответственность за разработку, согласование и исполнение ремонтных программ возлагается лично на Генерального директора ОАО «Колымаэнерго».

Приказом по ОАО «Колымаэнерго» назначается сотрудник ответственный за организацию взаимодействия с БЕ № 1 в части управления ремонтной деятельностью.

При осуществлении проектов реформирования ответственность за формирование ремонтных программ возлагается на Управляющую компанию. До передачи Управляющей компании функций единоличного исполнительного органа Общества – на ОАО «Колымаэнерго».

#### ***5.2. Согласование годовых ремонтных программ и обосновывающих материалов к ним в соответствии с установленными корпоративными процедурами***

Согласование ремонтных программ осуществляется на основании критериев изложенных в настоящем Положении и в сроки определенные Регламентом управления ремонтной деятельностью БЕ № 1.

Согласованные, в установленные регламентом сроки, ремонтные программы подлежат вынесению на рассмотрение Совета директоров ОАО «Колымаэнерго» в формате бизнес-плана Общества.

### **6. КОНТРОЛЬ ВЫПОЛНЕНИЯ ГОДОВЫХ РЕМОНТНЫХ ПРОГРАММ.**

С целью организации эффективного контроля за ходом реализации ремонтных программ, корректировке объемов и сроков окончания капитальных и средних ремонтов основного оборудования распоряжением Члена Правления, Управляющего директора БЕ № 1, создается Комиссия по координации ремонтной деятельности. Порядок взаимодействия и персональный состав Комиссии определяется распоряжением.

*ТРЕБОВАНИЯ К СРОКАМ И ФОРМАМ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТНОСТИ УСТАНОВЛЕННЫ РЕГЛАМЕНТОМ УПРАВЛЕНИЯ РЕМОНТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ БЕ № 1 (Приложение № 1).*

Для контроля выполнения ремонтных и других, влияющих на надежность, программ Общества, распоряжением Председателя Совета Директоров ОАО «Колымаэнерго» создается Комитет по надежности. Порядок контроля, регламент взаимодействия и персональный состав Комитета определяется распоряжением. Тем самым собственники ОАО «Колымаэнерго» будут вовлечены в процесс управления надежностью, ключевой задачи энергокомпании.



**Приложение 1  
к Положению**

**Регламент  
управления ремонтной деятельностью  
Бизнес-единицы № 1**

## Приложение № 1

# Регламент управления ремонтной деятельностью БЕ № 1

**Период действия Регламента: до момента изменения прав собственности генерирующих компаний**

№	Наименование мероприятия	Срок исполнения	Исполнитель	Кому предоставляется	Форма представления
<b>1. Разработка перспективной программы (графика) ремонта</b>					
1.1.	Разработка и представление утвержденного ДЗО перспективного плана (графика) ремонта основного оборудования на 5 лет (с ежегодной корректировкой)	За 10 месяцев до планируемого периода (к 1 марта)	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВИЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	Перспективный план (график) ремонта: макет – 52115 (АС «Энергоремонт»)
<b>2. Разработка годовой программы (графика) ремонта</b>					
2.1.	Разработка и представление предварительного годового плана (графика) ремонта основного оборудования	За 8 месяцев до планируемого года (к 1 мая)	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВИЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	Предварительный годовой план (график) ремонта: макет – 52115 (АС «Энергоремонт»)
2.2.	Направление на согласование в ОАО «ЦКБ Энергоремонт» предварительного годового плана (графика) ремонта основного оборудования, зданий, сооружений и плана затрат на ремонт	До 1 июня года, предшествующего планируемому году	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ЦКБ Энергоремонт»	Предварительный годовой план (график) ремонта основного оборудования, зданий, сооружений и плана затрат на ремонт с материалами, обосновывающими величины ремонтных затрат

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение № 1

№	Наименование мероприятия	Срок исполнения	Исполнитель	Кому предоставляется	Форма представления
2.3.	Выдача заключения ОАО «ЦКБ Энергоремонт» о соответствии нормативным документам предварительного годового плана (графика) ремонта основного оборудования, зданий, сооружений и обоснованности величин ремонтных затрат	До 15 июня года, предшествующего планируемому году	ОАО «ЦКБ Энергоремонт»	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	Заключение
2.4.	Согласование сверхнормативной продолжительности ремонтов основного оборудования (энергоблоков мощностью 160 МВт и более)	До 15 июня года, предшествующего планируемому году	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ЦКБ Энергоремонт» УТС и ОРД БЕ № 1	Документы в соответствии с Приложением 9 СО 34.04.181-2003
2.5.	Представление на согласование годового плана (графика) ремонта основного оборудования в соответствующие филиалы ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (ОДУ)	До 15 июня года, предшествующего планируемому году	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	Филиалы ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - ОДУ	Годовой план (график) ремонта: макет – 52115 (АС «Энергоремонт»)
2.6.	Согласование годового плана (графика) ремонта основного оборудования в соответствующих филиалах ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - ОДУ	До 15 сентября года, предшествующего планируемому году	Филиалы ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - ОДУ	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	Годовой план (график) ремонта: макет – 52115 (АС «Энергоремонт»)
2.7.	Согласование годового плана (графика) ремонта основного оборудования в РП «Энерготехнадзор»	До 1 октября года, предшествующего планируемому году	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	РП «Энерготехнадзор»	Годовой план (график) ремонта: макет – 52115 (АС «Энергоремонт»)
2.8.	Формирование плана затрат на проведение ремонта ОПФ (на год с разбивкой по месяцам и кварталам)	До 1 октября года, предшествующего планируемому году	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	План затрат на ремонт: макет – 52960 (АС «Энергоремонт»)

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение № 1

№	Наименование мероприятия	Срок исполнения	Исполнитель	Кому предоставляется	Форма представления
2.9.	Формирование плана затрат на проведение ремонта ОПФ по статьям затрат	До 1 октября года, предшествующего планируемому году	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерир. Компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	План затрат на ремонт: макет – 52166 (АС «Энергоремонт»)
2.10.	Формирование годовой программы планируемых сверхтиповых работ и их стоимости	До 1 октября года, предшествующего планируемому году	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	Годовая программа сверхтиповых работ: макет – 52169 (АС «Энергоремонт»)
2.11.	Формирование и передача годовой программы регламентированных закупок в энергоремонтном производстве (поставки, работы)	До 1 октября года, предшествующего планируемому году	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	Годовая программа регламентированных закупок в энергоремонтном производстве: макет – 52492, 52494, 51092, 51094, 51196, 51197 (АС «Энергоремонт»)
2.12.	Формирование и представление окончательного годового плана (графика) ремонта основного оборудования	До 1 октября года, предшествующего планируемому году	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	Окончательный годовой план (график) ремонта: макет – 52115 (АС «Энергоремонт»)
2.13.	1. Утверждение в Бизнес-единице № 1 окончательных годовых планов (графиков) ремонта основного оборудования (за подписью главного инженера ДЗО и согласовывающими подписями ОДУ и РП «Энерготехнадзор»). 2. Согласование в Бизнес-единице № 1 годовой программы планируемых сверхтиповых работ и их стоимости. 3. Согласование в Бизнес-единице № 1 годовой программы регламентированных закупок в энергоремонтном производстве	До 1 ноября года, предшествующего планируемому году	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	1. Окончательный годовой план (график) ремонта. 2. Годовая программа сверхтиповых работ с обосновывающими материалами. 3. Годовая программа регламентированных закупок в энергоремонтном производстве.

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение № 1

№	Наименование мероприятия	Срок исполнения	Исполнитель	Кому предоставляется	Форма представления
	(поставки, работы).				
2.14.	Представление скорректированного годового плана (графика) ремонта основного оборудования, годовой программы сверхтиповых работ и годовой программы регламентированных закупок в энергоремонтном производстве	В течение 1 рабочего дня после совершения события	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	1. Окончательный годовой план (график) ремонта: макет – 52115 (АС «Энергоремонт») 2. Годовая программа сверхтиповых работ: макет – 52169 (АС «Энергоремонт») 3. Годовая программа регламентированных закупок: макет – 52492, 52494, 51092, 51094, 51196, 51197 (АС «Энергоремонт»)
2.15.	Представление окончательного годового плана (графика) ремонта основного оборудования	До 15 ноября года, предшествующего планируемому году	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерир. компании	ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»	Окончательный годовой план (график) ремонта: макет – 52115 (АС «Энергоремонт»)
2.16.	Формирование плана финансирования ремонта	До 15 ноября года, предшествующего планируемому году	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	План финансирования ремонта: макет – 52959 (АС «Энергоремонт»)
2.17.	Формирование и согласование в БЕ № 1 затрат на ремонт в составе бизнес-плана.	В сроки, установленные Стандартом бизнес-планирования ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» и внутренним регламентом БЕ №1	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1 (АС «Энергоремонт»)	Таблица 7 (План ремонтов) Формы бизнес-плана (Приложение № 3 Стандарта бизнес-планирования ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России»)

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение № 1

№	Наименование мероприятия	Срок исполнения	Исполнитель	Кому предоставляется	Форма представления
2.18.	Представление в ОАО «ГВЦ Энергетики» всех вышеуказанных макетов для включения в годовую Программу ремонта электростанций и тепловых сетей БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России»	До 1 декабря года, предшествующего планируемому году	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики»	Макеты (АС «Энергоремонт»)
2.19.	Формирование проекта ежегодной Программы ремонта электростанций и тепловых сетей БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» и передача проекта на согласование в Бизнес-единицу № 1.	До 20 декабря года, предшествующего планируемому году	ОАО «ГВЦ Энергетики»	УТС и ОРД БЕ № 1	Проект Программы
2.20.	Утверждение Программы ремонта Управляющим директором Бизнес-единицы № 1 ОАО РАО «ЕЭС России».	До 15 января планируемого года	Руководитель Бизнес-единицы № 1	УТС и ОРД БЕ № 1	Программа
2.21.	Выпуск Программы ремонта электростанций и тепловых сетей БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России»	До 1 февраля планируемого года	ОАО «ГВЦ Энергетики»	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	Программа
<b>3. Контроль и координация выполнения ремонтных программ</b>					
3.1.	Представление информации (отчета) о выполнении графика ремонтов оборудования электростанций и тепловых сетей и причинах их отклонения.	В течение 1 рабочего дня после совершения события	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	Макет – 52115 (АС «Энергоремонт»)
3.2.	Представление информации (отчета) о выполнении плана затрат на проведение ремонта ОПФ (пообъектно).	Ежемесячно, до 25 числа месяца, следующего за отчетным периодом.	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	Макет – 52960 (АС «Энергоремонт»)
3.3.	Представление информации (отчета) о выполненных сверхтиповых работах (их стоимости) и о финансировании ремонта (ДПН на ремонт).	Ежеквартально, до 25 числа месяца, следующего за отчетным периодом.	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	Макеты – 52169 и 51120 (АС «Энергоремонт»)

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение № 1

№	Наименование мероприятия	Срок исполнения	Исполнитель	Кому предоставляется	Форма представления
3.4.	Формирование и передача отчета о выполнении годовой программы регламентированных закупок в энергоремонтном производстве (поставки, работы)	Ежеквартально, до 25 числа месяца, следующего за отчетным периодом.	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	Макеты – 52192, 52194, 51192, 51194, 51206, 51207 (АС «Энергоремонт»)
3.5.	Представление информации (отчета) о затратах на проведение ремонта ОПФ по статьям затрат	Ежеквартально, До 25 числа месяца, следующего за отчетным периодом.	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	Макет – 52166 (АС «Энергоремонт»)
		Ежегодно, до 31 марта после отчетного периода			
3.6.	Подготовка предложения о корректировке объемов и сроков окончания капитальных и средних ремонтов основного оборудования (энергоблоков мощностью 160 МВт и более)	Не менее чем за 15 дней до начала или окончания ремонтов	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании при согласовании с ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (СО-РДУ, СО-ОДУ), РП «Энерготехнадзор»	Комиссия по координации ремонтной деятельности БЕ № 1, УТС и ОРД БЕ № 1.	Предложение по корректировке
3.7.	Принятие решения о корректировке объемов и сроков окончания капитальных и средних ремонтов основного оборудования (энергоблоков мощностью 160 МВт и более)	В течение 3 дней после представления предложения	Комиссия по координации ремонтной деятельности БЕ № 1, УТС и ОРД БЕ № 1	АО-энерго, АО-станция, Генерирующая компания.	Решение по корректировке
3.8.	Представление отчетности о кредиторской задолженности в части энергоремонта	Ежемесячно, до 25 числа месяца, следующего за отчетным периодом.	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	Макет 52199 (АС «Энергоремонт»)

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение № 1

№	Наименование мероприятия	Срок исполнения	Исполнитель	Кому предоставляется	Форма представления
3.9.	Подготовка информации и проведение селекторных совещаний по выполнению программы ремонтов и энергоремонтной деятельности	Один раз в месяц	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании, УТС и ОРД БЕ № 1	Руководитель Блока технического контроля и аудита БЕ № 1	Информационный материал
3.10.	Представление информации об оценках качества отремонтированного оборудования и ремонтных работ	В течение 1 рабочего дня после совершения события (предварительная оценка). Через 1 месяц после совершения события (окончат. оценка)	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	Макет – 51119 (АС «Энергоремонт»)
3.11.	Организация выездных проверок хода ремонтной кампании в «проблемных» ДЗО.	При необходимости	УТС и ОРД БЕ № 1	Руководитель Блока технического контроля и аудита БЕ № 1	Акт проверки
3.12.	Подготовка информации о готовности ДЗО к ОЗП в части энергоремонтного производства.	До 1 октября	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	Макеты АС «Энергоремонт», информационный материал (при необходимости)
3.13.	Подготовка информации руководству БЕ № 1 о готовности ДЗО к ОЗП в части энергоремонтного производства	До 15 октября	УТС и ОРД БЕ № 1	Руководитель Блока технического контроля и аудита БЕ № 1	Информационный материал
3.14.	Формирование и представление информации (отчета) о ремонтных ДЗО АО-энерго, АО-станции	Ежегодно, до 31 марта после отчетного периода	Управляющие компании, АО-энерго, АО-станции, Генерирующие компании	ОАО «ГВЦ Энергетики», УТС и ОРД БЕ № 1	Макет – 52167 (АС «Энергоремонт»)



**Приложение 2  
к Положению**

**Регламент  
ремонтной деятельности ОАО «Колымаэнерго»  
Филиала «Колымская ГЭС»**

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности энергопроизводства  
ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 2

«УТВЕРЖДАЮ»  
Главный инженер Колымской ГЭС  
\_\_\_\_\_  
Е.И. Гуськов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2005 года

### Регламент ремонтной деятельности ОАО «Колымаэнерго» филиала «Колымская ГЭС»

№ п/п	Функция	Ответственное подразделение	Обоснование, форма документа	Кому предоставляет	Сроки предоставления	Ответственный исполнитель
1.	Разработка пятилетних перспективных планов ремонта основного оборудования, ЗИС.	ПТО, ГТЦ	СО 34.04.181-2003 Приложение 7, Приложение 52	Главный инженер	За 12 месяцев до планируемого периода	Начальник ПТО Начальник ГТЦ
2.	Разработка годовых планов ремонта основного оборудования, ЗИС.	ПТО, ГТЦ	СО 34.04.181-2003 Прил. 8, Прил. 53	Главный инженер	За 10 месяцев до планируемого периода	Начальник ПТО Начальник ГТЦ
3.	Ведение статистических данных по отказам оборудования, дефектам	ОЭС	СО 34.04.181-2003	Зам. начальника ПТО	По фактам отказа, дефекта	Начальник ОЭС
4.	Учет, хранение ремонтной документации	ПТО	СО 34.04.181-2003	ПТО	Постоянно	Ведущий инженер ТС ПТО
5.	Разработка месячных планов ремонта и ТО оборудования, ЗИС.	цех, служба	СО 34.04.181-2003	ПТО, ПЭО	До 20 числа месяца, предшествующего планируемому	Начальник цеха, службы
6.	Организация проведения подрядных торгов по выбору исполнителей ремонтных работ и поставщиков МТР	ПТО	СО 34.04.181-2003	Председатель постоянно действующей конкурсной комиссии	Не позднее 3 месяцев до проведения ремонта	Зам. начальника ПТО
7.	Организация расчета, обоснования сверхплановой продолжительности ремонта	ПТО	СО 34.04.181-2003 Приложение 9	Главному инженеру	За 9 месяцев	Ведущий инженер ТС ПТО
8.	Согласование сверхплановой продолжительности ремонта	ПТО	СО 34.04.181-2003 Приложение 9	ЦКБ «Энергоремонт», УТС и ОРД БЕ № 1	До 15 июня года, предшествующего планируемому	Ведущий инженер ТС ПТО
9.	Разработка годовых и месячных графиков ремонта и ТО оборудования, графиков тех. освидетельствования и диагностирования оборудования	ПТО	график	Главный инженер	За 9 мес. - годовые, до 15 числа месяца, предшеств. планир. - месячные	Ведущий инженер ТС ПТО

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности энергопроизводства  
ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 2

№ п/п	Функция	Ответственное подразделение	Обоснование, форма документа	Кому предоставляет	Сроки предоставления	Ответственный исполнитель
10.	Разработка перспективного плана подготовки к ремонту на пятилетний период	ПТО	СО 34.04.181-2003 Приложение 11	Главный инженер	За 9 месяцев	Ведущий инженер ТС ПТО, экономист по планированию
11.	Разработка годового плана подготовки к ремонту	ПТО	СО 34.04.181-2003 Приложение 11	Главный инженер	За 9 месяцев	Ведущий инженер ТС ПТО, экономист по планированию
12.	Разработка плана подготовки к ремонту оборудования	цех, служба	СО 34.04.181-2003 Приложение 11	ТС ПТО	За 2 месяца до начала ремонта	Начальник цеха, службы
13.	Составление объемов работ и потребности в МТР с заполнением ведомости планируемых работ на основании технического состояния, предписаний органов государственного надзора и наработки после последнего ремонта оборудования, ЗИС, проведенных испытаний.	ПТО, ГТЦ	СО 34.04.181-2003 Приложение 12, Приложение 60 Приложение 59	Главный инженер	К 1 мая, уточняются за 2 месяца до планируемого периода	Начальник ПТО Начальник ГТЦ
14.	Составление проектно-сметной документации согласно планируемых годовых объемов ремонта оборудования и ЗИС	ПТО, ГТЦ	СО 34.04.181-2003 Приложение 2	Главный инженер	К 1 июня, уточняются за 2 месяца до планир. периода	Ведущий инженер ТС ПТО, экономист по планированию, начальник ГТЦ
15.	Защита ремонтной составляющей в тарифе на планируемый период	ПТО	СО 34.04.181-2003 Приложение 3	Администрация области	К 01 июня	Начальник ПТО
16.	Передача исполнителям объемов работ, предписаний органов гос. надзора и наработки после последнего ремонта оборуд., ЗИС, проведенных испытаний	ПТО, ГТЦ	СО 34.04.181-2003 Приложение 12, Приложение 60	Исполнители ремонта, подрядные организации	За 6 месяцев до ремонта предварит., уточняются за 3 месяца до ремонта	Ведущий инженер ТС ПТО, инженер по надзору за ЗИС
17.	Составление ведомости доп. работ по ремонту и протокола исключения работ из ведомости планируемых работ по ремонту, потребности в МТР на основании результатов испытаний до ремонта и дефектации оборудования, ЗИС	цех, служба	СО 34.04.181-2003 Приложения 13, 14	ПТО	В первой трети плановой продолжительности ремонта	инженер по ремонту, инженер по надзору за ЗИС

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности энергопроизводства  
ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 2

№ п/п	Функция	Ответственное подразделение	Обоснование, форма документа	Кому предоставляет	Сроки предоставления	Ответственный исполнитель
18.	Организация расчета, подготовка обоснования для продления срока ремонта (по необходимости)	ПТО	СО 34.04.181-2003 Приложение 9	Главный инженер	В первой трети плановой продолжительности ремонта	Ведущий инженер ТС ПТО
19.	Проверка выполнения подготовительных работ в соответствии с планом подготовки и составлением акта	ПТО, подрядные организации, цех, служба	СО 34.04.181-2003 Приложение 11	Главный инженер	За 20 дней до ремонта	Ведущий инженер ТС ПТО
20.	Подготовка конструкторско-технологической документации, формуляров, бланков актов по сдаче и приемке оборудования	ПТО	СО 34.04.181-2003 Приложение 2	Исполнители ремонта, подрядные организации	За 20 дней до ремонта	Ведущий инженер ТС ПТО
21.	Подготовка приказа о назначении: - ответственных представителей для участия в дефектации, подготовке технических решений, контроле качества, приемке из ремонта оборудования; - ответственного за материально-техническое обеспечение; - лица, осуществляющего общее руководство ремонтом и координацию действий всех ремонтных предприятий и организаций.	ПТО	СО 34.04.181-2003 п.2.7.8	Исполнители ремонта, подрядные организации	За 20 дней до ремонта	Начальник ПТО
22.	Подготовка приказа о назначении: руководителей работ по ремонту отдельных видов оборудования; лиц ответственных за охрану труда.	Подрядные организации	СО 34.04.181-2003 п.2.7.8	Главный инженер	За 20 дней до ремонта	Руководители подрядных организаций
23.	Проверка готовности электростанции, ремонтных предприятий и организаций к ремонту с составлением акта	Зам. главного инженера, ПТО, подрядные организации, цех, служба	СО 34.04.181-2003 Приложение 15, Приложение 61	Главный инженер	за 10 дней до ремонта	Зам. главного инженера
24.	Разработка программы вывода в ремонт установки, утвержденная гл. инженером электростанции.	ОЭС	СО 34.04.181-2003 п.2.8.4	Главный инженер	за 1 месяц до ремонта	Начальник ОЭС

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности энергопроизводства  
ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 2

№ п/п	Функция	Ответственное подразделение	Обоснование, форма документа	Кому предоставляет	Сроки предоставления	Ответственный исполнитель
25.	Разработка программы проведения эксплуатационных или экспресс испытаний установки перед выводом в ремонт	СР, СКД	СО 34.04.181-2003 п.2.8.4	Главный инженер	За 2 месяца до ремонта	Начальник СР, Начальник СКД
26.	Проведение эксплуатационных или экспресс испытаний установки перед выводом в ремонт с заполнением ведомости	СКД, СР	СО 34.04.181-2003 Приложение 16,17,19,23	ПТО	Не ранее чем за 1 месяц и не позднее чем за 5 дней до вывода в ремонт	Начальник СР, Начальник СКД
27.	Разработка графика и программы по производству отключений установки, обеспечивающие безопасные условия производства работ.	ОЭС	СО 34.04.181-2003 п.2.8.5	Главный инженер	за 10 дней до ремонта	Начальник ОЭС
28.	Проведение входного контроля поступивших МТР	ПТО, БХО, цех, служба	СО 34.04.181-2003 Приложение 2 Раздел 3	Бухгалтерия	При получении МТР, согл. инструкций П-6, П-7	ведущий инженер СМО ПТО, зав. складом БО, начальник цеха, службы
29.	Дефектация оборудования, ЗИС с составлением акта	Цех, служба	СО 34.04.181-2003 Приложение 24 Приложение 59	ПТО	В первой трети планового ремонта	Начальник цеха, службы
30.	Подготовка приказа о составе приемочной комиссий, возглавляемой главным инженером ГЭС, на приемку установки из ремонта	ПТО	СО 34.04.181-2003 п. 2.9.1	Зам. главного инженера	За 10 дней до начала ремонта	Ведущий инженер ТС ПТО
31.	Разработка и участие в согласовании с проектными институтами и заводами-изготовителями новых технологий ремонта	ПТО	СО 34.04.181-2003 Приложение 2 раздел 5	Главный инженер	По необходимости	Начальник ПТО
32.	Предоставление технических решений по не устраненным дефектам.	Исполнители ремонта, подрядные организации	СО 34.04.181-2003 п. 2.9.4	Приемочная комиссия	Не позднее чем за 2 дня до окончания ремонта	Руководитель ремонтного подразделения или подрядной организации
33.	Предоставление ведомости выполненного объема работ	Исполнители ремонта, подрядные организации	СО 34.04.181-2003 п. 2.9.4	Приемочная комиссия	Не позднее чем за 2 дня до окончания ремонта	Руководитель ремонтного подразделения или подрядной организации

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности энергопроизводства  
ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 2

№ п/п	Функция	Ответственное подразделение	Обоснование, форма документа	Кому предоставляет	Сроки предоставления	Ответственный исполнитель
34.	Предоставление протоколов испытаний, карт измерений	Цех, служба	СО 34.04.181-2003 п. 2.9.4	Приемочная комиссия	Не позднее чем за 2 дня до окончания ремонта	Начальник СР, Начальник СКД
35.	Предоставление результатов входного контроля, сертификатов на использованные в процессе ремонта материалы и зап. части.	ПТО	СО 34.04.181-2003 п. 2.9.4	Приемочная комиссия	Не позднее чем за 2 дня до окончания ремонта	Начальник ПТО
36.	Разработка программы приемки установки из ремонта	ПТО	СО 34.04.181-2003 п. 2.9.3	Главный инженер	за 10 дн. до начала ремонта, корр. за 10 дн. до окончания ремонта	Ведущий инженер ТС ПТО
37.	Составление перечня приемосдаточных, эксплуатационных испытаний, сроки и ответственных за их исполнение	ПТО	СО 34.04.181-2003 п. 2.9.3	Главный инженер	за 15 дн. до начала ремонта, корр. за 15 дн. до окончания ремонта	Начальник ПТО
38.	Разработка программ приемосдаточных, эксплуатационных испытаний и отв. за их исполнение	СКД, СР	СО 34.04.181-2003 п. 2.9.3	ПТО	за 15 дн. до начала ремонта, корр. за 15 дн. до окончания ремонта	Начальник СР, Начальник СКД
39.	Оформление протокола опробования (испытания) оборудования.	Исполнители ремонта, подрядные организации	СО 34.04.181-2003 п. 2.9.17	Приемочная комиссия	согласно программе приемки установки из ремонта.	Руководитель ремонтного подразделения или подрядной организации
40.	Оформление протокола на испытания рабочим давлением.	Исполнители ремонта, подрядные организации	СО 34.04.181-2003 п. 2.8.8 Приложение 27	Приемочная комиссия	согласно программе приемки установки из ремонта.	Руководитель ремонтного подразделения или подрядной организации
41.	Оформление акта приемки из ремонта составных частей основного оборудования и оборудования входящего в установку, ЗИС.	Исполнители ремонта, подрядные организации	СО 34.04.181-2003 п. 2.9.17 Приложение 29. Приложение 62	Приемочная комиссия	не позже 2-х дней после окончания ремонта	Руководитель ремонтного подразделения или подрядной организации
42.	Подготовка акта на приемку из ремонта установки, ЗИС.	ПТО	СО 34.04.181-2003 п. 2.9.18 Приложение 30, 62	Приемочная комиссия	Через 5 дней после окончания приемосдаточных испытаний.	Ведущий инженер ТС ПТО, инженер по надзору за ЗИС

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности энергопроизводства  
ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 2

№ п/п	Функция	Ответственное подразделение	Обоснование, форма документа	Кому предоставляет	Сроки предоставления	Ответственный исполнитель
43.	Предоставление перечня работ выполненных сверх запланированных объемов.	Исполнители ремонта, подрядные организации	СО 34.04.181-2003 п. 2.9.17 Приложение 12-14	Приемочная комиссия	не позже 2-х дней после окончания ремонта	Руководитель ремонтного подразделения или подрядной организации
44.	Предоставление перечня невыполненных работ, предусмотренных согласованной ведомостью объема работ, причины их невыполнения.	Исполнители ремонта, подрядные организации	СО 34.04.181-2003 п. 2.9.17 Приложение 12-14	Приемочная комиссия	не позже 2-х дней после окончания ремонта	Руководитель ремонтного подразделения или подрядной организации
45.	Предоставление перечня работ выполненных с отклонениями от установленных требований, причины отклонений.	Исполнители ремонта, подрядные организации	СО 34.04.181-2003 п. 2.9.17 Приложение 12-14	Приемочная комиссия	не позже 2-х дней после окончания ремонта	Руководитель ремонтного подразделения или подрядной орг-ции
46.	Предоставление перечня руководящих документов, информационных сообщений заводов изготовителей, требования которых выполнены в процессе ремонта.	Исполнители ремонта, подрядные организации	СО 34.04.181-2003 п. 2.9.17 Приложение 12-14	Приемочная комиссия	не позже 2-х дней после окончания ремонта	Руководитель ремонтного подразделения или подрядной орг-ции
47.	Составление перечня документации предъявляемой приемочной комиссии, утвержденной гл. инженером электростанции	ПТО	СО 34.04.181-2003 п. 2.9.17 Приложение 12-14	Приемочная комиссия	за 2 дня до окончания ремонта	Ведущий инженер ТС ПТО
48.	Заполнение ведомости основных параметров тех. состояния оборудования по результатам подконтрольной эксплуатации.	СКД, СР	СО 34.04.181-2003 Приложение 16, 17, 19, 23	Приемочная комиссия	После окончания подконтрольной эксплуатации	Начальники СКД и СР
49.	Предоставление актов выполненных работ на предмет контроля фактического выполнения, соответствия договорных условий, применений расценок и коэффициентов	Подрядные организации, службы, цеха	Акт	ПТО, Зам. главного инженера	До 25 числа отчетного месяца	Начальника службы, цеха, руководитель подрядной организации
50.	Приходование ТМЦ на склад	БХО	Накладные, счет - фактуры	Бухгалтерия	До 2 рабочих дней, после поставки МТР	Зав. складом БХО
51.	Выписка ТМЦ для проведения ремонтных работ	Исполнители ремонта, подрядные организации	Материальное требование	БХО	По мере необходимости	Руководитель ремонтного подразделения или подрядной организации

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности энергопроизводства  
ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 2

№ п/п	Функция	Ответственное подразделение	Обоснование, форма документа	Кому предоставляет	Сроки предоставления	Ответственный исполнитель
52.	Выдача ТМЦ (с сертификатами, паспортами и пр.) для проведения ремонтных работ	БХО	Материальное требование	Исполнители ремонта, подрядные организации	По мере необходимости	Зав. складом БХО
53.	Составление материального отчета об освоении ТМЦ на ремонт	Исполнители ремонта, подрядные организации	Материальный отчет (акт на списание)	бухгалтерия	До 25 числа отчетного месяца	Руководитель ремонтного подразделения или подрядной организации
54.	Предоставление сведений бухгалтерского учета по проводкам на ремонт	бухгалтерия	бухгалтерские счета	ПТО (экономист по планированию)	До 12 числа месяца, следующего за отчетным	Главный бухгалтер
55.	Подача заявок на оплату по договорам подряда на ремонт	ПТО	Служебная записка на оплату, распредел. письмо	Директор, главный инженер	После предоставления акта вып. работ	ведущий инженер СМО ПТО
56.	Подача заявок на оплату по договорам поставки ТМЦ на ремонт	ПТО	Служебная записка на оплату, распредел. письмо	Директор, главный инженер	До 25 числа месяца	ведущий инженер СМО ПТО
57.	Проведение оплат по договорам подряда и поставки ТМЦ на ремонт	бухгалтерия	Служебная записка на оплату от ПТО, распредел. письмо	Директор	По факту подачи служебной записки, распредел. письма	Главный бухгалтер
58.	Предоставление отчета по проведенным оплатам	бухгалтерия	Копии платежных документов	ПТО для уведомления поставщиков	По поступлению платежных документов	Главный бухгалтер
59.	Предоставление данных для формирования бизнес-плана	цеха, службы	Формы бизнес-плана	ПТО	За 9 месяцев до планируемого периода	Начальник цеха, службы
60.	Предоставление сводных данных для формирования бизнес-плана и обосновывающих материалов к нему	ПТО	Формы бизнес-плана	ПЭО	За 8 месяцев до планируемого периода	экономист по планированию, СМО ПТО
61.	Предоставление разделов сводного бизнес-плана и обосновывающих материалов к нему	ПТО	Формы бизнес-плана	ПЭО	К 15 октября, до планируемого периода	экономист по планированию, СМО ПТО
62.	Формирование планов расходов на ремонт по ЦФО (годовые, квартальные, ежемесячные)	ПТО	Положение по формированию ДПН и отчета об исполнении ДЗО	ПЭО	До 1-го числа планируемого месяца	Ведущий инженер ТС ПТО, ведущий инженер СМО ПТО
63.	Формирование отчета по расходам на ремонт по ЦФО (годовые, квартальные, ежемесячные)	ПТО	Положение по формированию ДПН и отчета об исполнении ДЗО	ПЭО	До 8-го числа месяца следующего за отчетным периодом	Ведущий инженер ТС ПТО, ведущий инженер СМО ПТО
64.	Инициирование заключения договоров на выполнение подрядных работ и поставке МТР	ПТО	Программа закупок	Главный инженер	Согласно плана подготовки к ремонту	Начальник ПТО



Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности энергопроизводства  
ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 2

<b>№ п/п</b>	<b>Функция</b>	<b>Ответственное подразделение</b>	<b>Обоснование, форма документа</b>	<b>Кому предоставляет</b>	<b>Сроки предоставления</b>	<b>Ответственный исполнитель</b>
65.	Контроль выполнения графиков ремонта и соблюдения технологии ремонта, проведение надзора за проведением работ	ПТО, цеха, службы	СО 34.04.181-2003	Главный инженер	Согласно графиков и технологий ремонта, договорных условий	Начальник ПТО, Начальники цехов и служб
66.	Подготовка проектов договоров	юрисконсульт, ПТО	Положение о порядке подготовки, согласования, подписания, регистрации, хранения и контроля за исполнением договоров по ДЗО	ПТО	В течении 3-х рабочих дней с момента получения запроса	юрисконсульт, зам. начальника ПТО
67.	Подготовка необходимых материалов, для предъявления контрагенту претензий и/или исков при неисполнении или ненадлежащем исполнении договоров (1 этап)	цех, служба	Положение о порядке подготовки, согласования, подписания, регистрации, хранения и контроля за исполнением договоров по ДЗО	ПТО	Незамедлительно, по факту нарушения договорных условий (по результатам проведения входного контроля МТР)	Начальник цеха, службы
68.	Подготовка необходимых материалов, для предъявления контрагенту претензий и/или исков при неисполнении или ненадлежащем исполнении договоров (2 этап)	ПТО	Положение о порядке подготовки, согласования, подписания, регистрации, хранения и контроля за исполнением договоров по ДЗО	юрисконсульт	При получении необходимых материалов	Начальник ПТО

**Приложение 3  
к Положению**

**РЕГЛАМЕНТ  
определения технического состояния  
оборудования ГЭС**

## Приложение № 3

# РЕГЛАМЕНТ определения технического состояния оборудования ГЭС

	Введение.....	5
1.	Область применения.....	5
2.	Общие положения.....	5
3.	Используемые термины и определения.....	6
4.	Организация работ по техническому диагностированию энергетического оборудования.....	8
4.1.	Задачи технического диагностирования.....	9
4.2.	Объекты диагностирования.....	9
4.3.	Параметры технического состояния и методы диагностирования.....	10
4.4.	Принципы организации работ.....	11
5.	Порядок проведения работ при продлении срока эксплуатации оборудования сверх назначенного срока.....	12
5.1.	Условия продления срока безопасной эксплуатации оборудования.....	12
5.2.	Организация работ по продлению срока безопасной эксплуатации оборудования.....	13
5.3.	Перечень нормативной документации, регламентирующей порядок продления срока безопасной эксплуатации оборудования.....	15
5.4.	Планирование безопасной эксплуатации.....	15
6.	Технические устройства, их основные элементы и критические зоны, определяющие безопасную и эффективную эксплуатацию ГЭС.....	16
7.	Классификационная шкала работоспособности оборудования.....	17
8.	Методические подходы к определению технического состояния критических элементов оборудования.....	18
8.1.	Зоны максимального риска.....	18
8.2.	Прогнозирование технического состояния оборудования.....	18
8.3.	Анализ риска эксплуатации оборудования.....	18
9.	Нормы технического диагностирования элементов энергооборудования, представляющего опасность для персонала ГЭС, населения и окружающей среды.....	19

9.1.	Диагностирование металла основного, вспомогательного оборудования и гидроагрегатов.....	19
9.2.	Диагностирование маслонаполненных элементов электрооборудования.....	30
10.	Перечень действующих стандартов.....	53

**Приложения:**

Приложение 1.	Формуляры, заполняемые эксплуатирующей организацией.....	57
П 1.1.	Решение по установлению возможности и срока безопасной эксплуатации.....	57
П 1.2.	Заявка на проведение работ по техническому диагностированию и продлению срока безопасной эксплуатации оборудования.....	59
П 1.3.	Сведения о техническом состоянии оборудования.....	60
Приложение 2.	Методика определения технического состояния маслонаполненных силовых трансформаторов ГЭС.....	61
Приложение 3	Методика по определению остаточного ресурса бумажной изоляции трансформаторов по измерению степени полимеризации	63
П 4.1.	Методика синтеза и регенерации растворов кадмийэтилендиаминового комплекса для определения степени полимеризации целлюлозной твердой изоляции силовых трансформаторов	63
П 4.2.	Методика определения степени полимеризации целлюлозной фракции бумажно-масляной изоляции силовых трансформаторов.	66
П 4.3.	Инструкция по охране труда и технике безопасности при работе по синтезу и эксплуатации растворов кадмийэтилендиаминового комплекса для определения степени полимеризации целлюлозной фракции бумажно-масляной изоляции силовых трансформаторов.	71
Приложение 4	Методика по определению влажности твердой изоляции обмоток трансформаторов по результатам измерения диэлектрических характеристик изоляции их обмоток и масла.....	76
Приложение 5	Методика по измерению оптической мутности трансформаторного масла.....	78
Приложение 6	Перечень действующей нормативно-технической документации по маслонаполненным силовым трансформаторам и высоковольтным вводам.....	80

### Список сокращений

ФС ЭТАН России – Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору.  
ГЭС – гидравлическая электрическая станция.  
БЕ-1 – бизнес-единица №1 ОАО РАО «ЕЭС России».  
КЦ – корпоративный центр ОАО РАО «ЕЭС России».  
ДТАиГИ – департамент технического аудита и генеральной инспекции ОАО РАО «ЕЭС России».  
НК – Метод неразрушающего контроля.  
РК – Метод разрушающего контроля.  
И – Инструкция  
МР – Методические рекомендации.  
МУ – Методические указания.  
ПБ – Правила безопасности.  
РД – Руководящий документ.  
РТМ – Регламентирующий технический материал.  
СРМ – Сборник руководящих материалов.  
СО – Стандарт организации.  
ТИ – Типовая инструкция.  
Ц – Циркуляр.  
ЭЦ – Эксплуатационный циркуляр.  
НТД – нормативно-технический документ

## **Введение**

Гидравлические электрические станции относятся к опасным производственным объектам, представляющим угрозу для здоровья и жизни персонала станций, населения и для окружающей среды.

Состояние электроэнергетики на современном этапе в значительной степени определяется изменениями, связанными с реформированием РАО «ЕЭС России», Федеральных органов исполнительной власти, изменения законодательной базы. Все эти изменения прямым или косвенным образом направлены на ослабление надзора со стороны государства за функционированием опасных производственных объектов и переложением ответственности за них на их владельцев.

На государственном и отраслевом уровнях в течение нескольких десятилетий создавалась обширная база нормативных документов (руководящих документов, правил, инструкций, циркуляров, стандартов, методик), которая ориентирована на надежную, безопасную и эффективную эксплуатацию объектов гидроэнергетики. В то же время из-за их большого количества и многосторонней направленности ориентироваться в этих документах весьма затруднительно. Для облегчения ориентации и более эффективного использования нормативной базы представляется целесообразным классифицировать и сгруппировать действующую документацию по наиболее актуальным направлениям.

К наиболее важным направлениям следует отнести проблемы, связанные с промышленной безопасностью объектов гидроэнергетики, определением технического состояния оборудования ГЭС, представляющих опасность. Актуальность этой проблемы возрастает на современном этапе из-за старения установленного оборудования, практически отсутствия его технического перевооружения, ограниченного ввода новых мощностей. Большое внимание уделяется экологичности технологического процесса выработки электрической энергии в связи с потенциальной угрозой загрязнения водных ресурсов энергетическими маслами и другими химическими соединениями, применяемыми на производстве.

Целью настоящего Регламента является, опираясь на действующую нормативную документацию, формирование требований по организации и проведению технического диагностирования оборудования ГЭС, представляющих опасность для людей и окружающей среды.

В материале содержатся требования к выявлению и выполнению диагностирования критических элементов гидроэнергетического, природоохранного оборудования и ГТС с последующей оценкой риска их эксплуатации.

## **1. Область применения**

Настоящий Регламент предназначен для выполнения технического диагностирования, прогнозирования остаточного ресурса и оценки риска эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС, включая экологические риски.

## **2. Общие положения**

2.1. Настоящий Регламент является внутренним нормативным документом ОАО «Колымаэнерго», устанавливающим требования как технического так и организационного характера, направленные на обеспечение промышленной безопасности ГЭС.

2.2. Настоящий Регламент базируется на использовании международных, национальных стандартов, стандартов организаций, нормативных документах федеральных органов исполнительной власти, устанавливающих требования к техническому диагностированию и контролю оборудования и гидротехнических сооружений ГЭС.

2.3. По отношению к техническим регламентам, касающимся проблемы промышленной безопасности гидроэнергетического оборудования, разрабатываемым в соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании», от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ, настоящий Регламент является поддерживающим документом (документом более низкого ранга) в части установления методов и норм оценки соответствия техническим требованиям, а также управления перечнем используемых стандартов.

2.4. Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ для обеспечения требований промышленной безопасности устанавливается необходимость проведения работ по техническому диагностированию технических устройств, зданий и сооружений, поднадзорных ФС ЭТАН России, применяемых на опасных производственных объектах, к каковым по ряду признаков относятся объекты гидроэнергетики.

2.5. Настоящим Регламентом охвачена также номенклатура оборудования и ГТС ГЭС (такие технические устройства как гидротурбины, гидрогенераторы, электрооборудование, оборудование природоохранное, химводоподготовки, плотина, водосбросные сооружения, водоводы и гидромеханическое оборудование), не подведомственная ФС ЭТАН России.

Указанное оборудование и сооружения, однако, представляют опасность для персонала ГЭС, населения и окружающей среды и требует разработки методик диагностирования и соответствующих регламентов их исполнения в силу значительных потерь в случае их отказа или инцидента, связанного с оборудованием или ГТС.

2.6. Целью разработанного Регламента явилось формирование общих принципов и подходов к определению технического состояния оборудования и сооружений ГЭС, установление норм и процедур контроля (технического диагностирования) по отношению к эксплуатируемому гидроэнергетическому оборудованию и сооружениям.

2.7. В Регламенте:

- приведены основные применяемые термины;
- описаны принципы организации работ по техническому диагностированию оборудования и ГТС ГЭС;
- дана классификация видов технического состояния оборудования и сооружений;
- перечислены технические устройства, их элементы и критические зоны, представляющие опасность для персонала станции, населения, инфраструктуры региона и окружающей среды;
- описаны основные методические подходы к проведению технического диагностирования оборудования и сооружений;
- приведены нормы контроля и технического диагностирования критических элементов оборудования;
- указан порядок установления норм безопасности на основе анализа риска эксплуатации оборудования;
- установлен перечень стандартов, используемых для соблюдения требований Регламента.

### 3. Используемые термины и определения

Аккредитация – официальное признание органом по аккредитации компетентности физического или юридического лица выполнять работы в определенной области оценки соответствия (№ 184-ФЗ);

Аккредитация лаборатории – официальное признание того, что испытательная лаборатория правомочна осуществлять конкретные испытания или конкретные типы испытаний (EN 45002).

*Примечание:* Термин «аккредитация лаборатории» может отражать признание как технической компетентности и объективности испытательной лаборатории, так и только ее

технической компетентности. Аккредитация обычно является положительным результатом аттестации лаборатории с последующим надзором (ИСО/МЭК РУК.2-86);

Аттестация лаборатории – проверка испытательной лаборатории с целью определения ее соответствия установленным критериям аккредитации лабораторий (EN 45002);

Индивидуальный ресурс – назначенный ресурс конкретного объекта, определенный с учетом фактических свойств металла и условий его эксплуатации.

Модернизация – замена узлов эксплуатируемого оборудования на конструктивно измененные.

Назначенный срок службы – календарная продолжительность эксплуатации объекта, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния. Назначенный срок службы должен исчисляться со дня ввода объекта в эксплуатацию. Примечание: по истечению назначенного срока службы объект должен быть изъят из эксплуатации, и должно быть принято решение, предусмотренное соответствующим НТД - направление в ремонт, списание, уничтожение, проверка и установление нового назначенного срока.

Назначенный ресурс – суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния.

Примечание: при достижении объектом назначенного срока службы (ресурса), в зависимости от назначения объекта, особенностей эксплуатации, технического состояния и других факторов объект может быть списан, направлен в средний или капитальный ремонт, передан для применения не по назначению или может быть принято решение о продолжении эксплуатации.

Остаточный ресурс – суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

Парковый ресурс – наработка однотипных по конструкции, маркам стали и условиям эксплуатации элементов теплоэнергетического оборудования, в пределах которой обеспечивается их безаварийная работа при соблюдении требований действующей нормативно-технической документации.

Предельное состояние оборудования – состояние, соответствующее исчерпанию его остаточного ресурса и при котором решение по выводу оборудования из эксплуатации принимается на основании снижения показателей безопасности, надежности и эффективности ниже предельно допустимого уровня.

Показатели безопасности, надежности и эффективности – параметры технического состояния оборудования, являющиеся информативными для выполнения оценки технического состояния, экономической выгоды от использования, прогнозирования остаточного ресурса и риска эксплуатации оборудования.

Ремонт - комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий и восстановлению ресурсов изделий или их составных частей (ГОСТ 18322-78 переиздание 1991).

Реконструкция – замена эксплуатируемого оборудования на конструктивно измененное.

Риск – мера опасности, характеризующая вероятность возникновения аварий и тяжесть их последствий.

- Анализ риска – процесс идентификации опасностей и оценки риска для отдельных лиц и групп населения, имущества или окружающей среды;
- Оценка риска – процедура, используемая для определения степени риска анализируемой опасности на основе выработанных показателей риска.

Экологический риск – вероятность наступления аварии на ГЭС, имеющей неблагоприятные последствия для природной среды.

Экологическая безопасность – состояние защищенности природной среды и жизненно важных интересов человечества от возможного негативного воздействия хозяйственной и



иной деятельности, чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, их последствий.

Специализированная организация – организация, имеющая лицензию Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на проведение экспертизы промышленной безопасности и/или аккредитованная в Системе управления промышленной безопасностью в гидроэнергетике на проведение определенных, требующих высокую квалификацию видов деятельности, связанных с техническим диагностированием технических устройств, зданий и сооружений; экспертизой и аттестацией технических решений, новых материалов, методов контроля, ремонта оборудования и ГТС; проверкой аккредитуемых организаций и аттестующихся испытательных лабораторий.

Срок безопасной эксплуатации – срок эксплуатации оборудования, в пределах которого будут выполняться требования промышленной безопасности (ФЗ -№116).

Техническое диагностирование – определение технического состояния объекта (ГОСТ 20911-89, ПБ 10-115-96). Задачи технического диагностирования – контроль технического состояния, поиск места и определение причин отказа (неисправности), прогнозирование технического состояния.

Техническое перевооружение – замещение электроэнергетических установок на новое, новейшее (на старой площадке).

Требования промышленной безопасности – условия, запреты, ограничения и другие требования, содержащиеся в федеральных законах и иных нормативных правовых актах Российской Федерации, а также в нормативных технических документах, которые принимаются в установленном порядке и соблюдение которых обеспечивает промышленную безопасность, включая безопасность гидротехнических сооружений и экологическую безопасность.

#### **4. Организация работ по техническому диагностированию энергетического оборудования**

Среди аспектов, принимаемых во внимание при управлении сложным энергетическим объектом, значительное место занимает обеспечение показателей безопасности, надежности и эффективности оборудования, включая природоохранное. Эти аспекты учитываются при оптимизации режимов работы и ремонта оборудования, которой заняты наладочные, эксплуатационные и ремонтные службы электростанций и энергосистем. При решении указанной задачи эти службы опираются на эмпирический опыт, результаты специальных исследований, нормативную документацию, текущие наблюдения. Решение задачи упрощается при использовании современных методов диагностики, мониторинга, планирования эксперимента и прогнозирования технического состояния оборудования.

##### **4.1. Задачи технического диагностирования**

Задачи диагностики оборудования по их назначению и особенностям разделяются на следующие группы:

- Задачи диагностики состояния, которые заключаются в определении снижения работоспособности отдельных технологических элементов оборудования под воздействием эксплуатационных нагрузок, снижения прочности материала, наружных и внутренних отложений, механического износа. На основании решения этих задач производится планирование ремонтных работ, замена, модернизация или вывод оборудования из эксплуатации.
- Задачи оценки нарушений, заключающиеся в фиксации, поиске причин и количественной оценке отклонений технологических параметров, влияющих на надежность работы, экономические и экологические показатели (удельные выбросы загрязняющих веществ). Решение этих задач позволяет, главным образом, выявить

дефекты на ранней стадии развития, внести необходимые изменения в конструкцию, оптимизировать режимы работы.

- Создание базы исходных данных для анализа технического состояния и последующей оценки остаточного ресурса оборудования, а также риска его эксплуатации.

В зависимости от способа проведения контроля, диагностика оборудования может быть периодической и непрерывной.

В первом случае используются переносные и стационарные средства локальной диагностики, производится лабораторное исследование образцов; проводятся визуальные осмотры, контроль неразрушающими методами, тепловые, вибрационные и электрические испытания. Периодическая диагностика дает наиболее объективную информацию о состоянии оборудования, поскольку базируется на специальных средствах измерения и контроля.

К основному недостатку периодической диагностики можно отнести то обстоятельство, что период диагностирования корректируется обычно по результатам предыдущего обследования и редко адекватен условиям эксплуатации во временном интервале между предыдущим и последующим обследованиями.

Непрерывная диагностика предполагает постоянный контроль за технологическим процессом с последующей математической обработкой информации, поступающей от датчиков. Этот вид диагностики предполагает, во-первых, использование средств непрерывного измерения технологических параметров, в том числе штатных, а, во-вторых, использование вычислительной техники. Преимущество непрерывной диагностики заключается в том, что диагностическая информация о состоянии и режиме работы оборудования поступает практически в темпе технологического процесса и может быть использована при принятии оперативных решений. К недостаткам данного вида диагностики можно отнести меньшую точность, чем при периодической диагностике. Это связано, во-первых, с погрешностями штатных систем измерений, и, во-вторых, с допущениями, принимаемыми при математической обработке измеренной информации (по-другому – с погрешностями принимаемых математических моделей). Применение локальных систем непрерывной диагностики мало оправдано экономически, поскольку требует значительных капитальных вложений при не очень большой точности диагностической информации, получаемой в результате. Иначе обстоит дело, если оборудование оснащено полномасштабной микропроцессорной АСУ ТП либо современной информационной системой. В этом случае система непрерывной диагностики может быть включена в существующие системы без значительных затрат, а сочетание методов периодической и непрерывной диагностики - принести ощутимую выгоду. Последовательность и взаимодействие периодической и непрерывной диагностики будет выглядеть следующим образом:

*Периодическая диагностика (обследование № 1):*

первоначальное обследование с целью определения исходного состояния.

*Непрерывная диагностика:*

получение данных о процессе;

математическая обработка данных;

принятие решения о сроке проведения очередного обследования.

*Периодическая диагностика (обследование № 2):*

очередное обследование с целью определения фактического состояния и корректировки показаний непрерывной диагностики и т.д.

Контрольная диагностика экологических показателей проводится в период максимальной нагрузки энергооборудования.

#### **4.2. Объекты диагностирования**

Оборудование ГЭС подразделяется на основное (гидротурбина, гидрогенератор, силовые трансформаторы), и вспомогательное (оборудование, участвующее в технологическом

процессе, грузоподъемные машины и механизмы, маслonaполненное оборудование, сосуды, трубопроводы, насосы).

При выборе объектов диагностирования, в первую очередь, выбираются те элементы оборудования, которые являются наиболее «критичными» с точки зрения обеспечения надежности и/или безопасности (например, для гидротурбинного оборудования: кавитационные повреждения лопастей и образования трещин на них, состояние турбинного и генераторных подшипников, влияющее на величину боя вала и вибрации гидроагрегата в целом).

При диагностировании, как правило, принимаются во внимание и исследуются эксплуатационная и ремонтная документация диагностируемого оборудования за весь срок службы, а так же следующие технологические факторы:

- истощение запаса прочности;
- внутренние и наружные отложения;
- механические повреждения;
- неплотности и нарушения герметичности;
- старение изоляционных материалов.

#### **4.3. Параметры технического состояния и методы диагностирования**

Применяемые методы диагностики зависят от исследуемых показателей безопасности, надежности и эффективности, вида диагностики (периодическая или непрерывная, на работающем или остановленном оборудовании), диагностируемого элемента и исследуемого технологического фактора.

При периодической диагностике используются визуальный осмотр, методы неразрушающего контроля металла, лабораторные исследования образцов, тепловые, вибрационные, электрические или иные тестовые испытания.

Например, периодическая диагностика истощения запаса прочности лопастей рабочих колес гидротурбин с применением ультразвукового контроля. Неразрушающие методы контроля металла непрерывно совершенствуются в части повышения их точности и достоверности, сокращения трудозатрат при контроле и т.п.

Расчетными методами определяется остаточный ресурс прямых труб, сварных соединений и гнутых элементов паропроводов. Контролируется состояние опорно-подвесной системы. При непрерывной диагностике на работающем оборудовании наибольшее распространение нашли следующие методы:

- вибродиагностика;
- акустическая эмиссия;
- исследование полей температуры с помощью тепловизоров.

Метод вибродиагностики наиболее широкое распространение сегодня нашел при определении повреждения подшипников, ухудшение гидромеханических характеристик турбины и фундамента и т.д.

Акустическая эмиссия ориентирована на выявление акустических сигналов определенных частот, издаваемых развивающимися дефектами при тестовых испытаниях оборудования или в процессе его эксплуатации. Есть опыт определения этим методом состояния вращающихся частей гидроагрегатов (без остановки и вскрытия).

Техническое диагностирование гидроагрегатов производится по системе, имеющей два уровня контроля.

Первый уровень контроля включает работы, выполняемые в соответствии с РД 34.45-51.300-97 «Объемы и нормы испытаний электрооборудования» и заводскими инструкциями по ремонту и эксплуатации гидроагрегатов, а также анализ и обобщение результатов работы систем штатного контроля (вибрационного, теплового и т.п.) гидроагрегата в процессе эксплуатации;

Второй уровень контроля включает работы, выполняемые согласно требованиям Сборника распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем (электрическая

часть. Часть 1. М: СПО ОРГРЭС, 2002г), а также некоторые дополнительные работы, выполняемые в соответствии с требованиями настоящего Регламента.

Задачами первого уровня контроля являются выявление признаков дефектов узлов гидроагрегата на основе сопоставления значений контролируемых параметров с их исходными и предельными значениями. Работы первого уровня выполняются, в основном, силами персонала ГЭС.

Работы второго уровня выполняются персоналом ГЭС с привлечением при необходимости специализированных организаций, имеющих опыт проведения диагностических обследований и владеющих необходимыми методиками контроля.

Состав и периодичность проведения работ по второму уровню контроля, если они не указаны в соответствующих разделах настоящей методики и регламента, устанавливаются техническим руководителем ГЭС в зависимости от результатов первого уровня контроля, условий эксплуатации, технического состояния и срока службы гидроагрегата.

Задачами второго уровня контроля является достижение следующих целей:

- повышение надежности эксплуатации и продление срока службы гидроагрегатов на основе своевременного выявления и устранения дефектов, недостатков конструкции, нарушений правил эксплуатации и ремонта гидроагрегатов;

- оценка возможности дальнейшей эксплуатации гидроагрегата в целом и его основных узлов, определяющих надежность эксплуатации и ресурс машины;

- разработка рекомендаций по ремонтному обслуживанию и дальнейшей эксплуатации, включая введение при необходимости специальных эксплуатационных мер (дополнительный контроль, режимные ограничения и т.п.);

- обоснование целесообразности и основных направлений модернизации гидроагрегата или его основных узлов для устранения выявленных за время эксплуатации, предыдущих ремонтов и при данном обследовании недостатков конструкции и эксплуатационных характеристик;

- обоснование решения о замене основных узлов или гидроагрегата в целом.

Описанные подходы отражены в действующей нормативной документации и стандартах.

#### **4.4. Принципы организации работ**

Организации работ по техническому диагностированию энергетического оборудования строится на указанных ниже принципиальных положениях.

4.4.1. Техническое диагностирование осуществляется в соответствии с действующей нормативной и методической документацией. В целях придания системности совершенствования работ по техническому диагностированию документация может быть обобщена в виде структурированной нормативно-технической базы, включающей действующую НТД, методическую НТД, регуливающую развитие технического диагностирования и стимулирующую развитие номенклатуры НТД специфического характера, учитывающего особенности объектов и методов диагностирования. База НТД структурируется так, чтобы можно было включить действующие и появляющиеся новые документы, а также исключать потерявшие актуальность или отменяемые документы.

4.4.2. Ответственность за выполнение работ по техническому диагностированию оборудования ГЭС в объеме и сроки, соответствующие требованиям действующих нормативных документов, возлагается на руководителя организации, эксплуатирующей оборудование ГЭС.

4.4.3. Руководитель организации, эксплуатирующей оборудование ГЭС, привлекает к выполнению работ по техническому диагностированию испытательные лаборатории и специализированные организации, аттестованные в установленном порядке в соответствии с требованиями федеральных норм (Системы экспертизы промышленной безопасности) и требованиями Системы аттестации и аккредитации, действующей в энергетике.

4.4.4. В генерирующей компании или на ГЭС создается подразделение, ведущее учет сведений и баз данных об установленном оборудовании, его наработке и условиях эксплуатации, имевших место инцидентах, авариях, заменах, проведенных ремонтах, освидетельствованиях и диагностике оборудования (сроки проведения, организация, проводившая диагностику, результаты, заключения и протоколы проведенных работ).

4.4.5. При проведении диагностики оборудования силами специалистов ГЭС руководитель организации, эксплуатирующей оборудование ГЭС, несет ответственность за своевременную аттестацию данного подразделения ГЭС в установленном порядке в качестве испытательной лаборатории, оснащения его необходимым оборудованием, измерительными приборами, стандартами и методиками.

4.4.6. Персонал, привлекаемый к техническому диагностированию, должен быть аттестован в соответствии с требованиями, предъявляемыми Системой экспертизы промышленной безопасности и Системой аттестации и аккредитации, действующей в энергетике к лицам, осуществляющим контроль металла и техническое диагностирование оборудования.

4.4.7. Методы и средства технического диагностирования оборудования могут использоваться на ГЭС только после их аттестации и поверки в установленном порядке.

4.4.8. Надзор за выполнением требований промышленной безопасности при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте ГЭС, а также качеством проведения технического диагностирования осуществляют Федеральные органы исполнительной власти, специально уполномоченные в области промышленной, пожарной и экологической безопасности, Департамент технического аудита и генеральной инспекции РАО «ЕЭС России», Технологические службы бизнес-единиц генерации РАО «ЕЭС России», генерирующих компаний, энергосистем и электростанций.

## **5. Порядок проведения работ при продлении срока эксплуатации оборудования сверх назначенного срока**

По достижении назначенного срока службы (ресурса), установленного в нормативной, конструкторской и эксплуатационной документации, стандартах, правилах безопасности или при неудовлетворительных результатах планового обследования или освидетельствования, дальнейшая эксплуатация оборудования без проведения работ по оценке технического состояния и определению возможности и условий его безопасной эксплуатации не допускается.

### **5.1. Условия продления срока безопасной эксплуатации оборудования**

5.1.1. В случае отсутствия сведений о нормативных сроках безопасной эксплуатации оборудования, их устанавливают специализированные организации после соответствующих обоснований по утвержденным (согласованным) ФС ЭТАН России методикам с учетом результатов анализа проектно-конструкторской документации, условий и опыта эксплуатации оборудования.

5.1.2. По результатам работ по определению возможности и условий продления срока безопасной эксплуатации принимается одно из решений:

- продолжение эксплуатации на установленных параметрах;
- продолжение эксплуатации на установленных параметрах при условии положительных результатов дополнительного контроля;
- продолжение эксплуатации с ограничением параметров;
- ремонт;
- доработка (реконструкция);
- использование по иному назначению;
- вывод из эксплуатации.

5.1.3. Продление срока безопасной эксплуатации оборудования осуществляется в порядке, устанавливаемом настоящим Регламентом и нормативной документацией (подраздел 5.3) с учетом особенностей конструкции и условий эксплуатации конкретных видов оборудования.

5.1.4. В зависимости от технического состояния и с учетом требований нормативных документов продление эксплуатации оборудования осуществляется на срок до прогнозируемого наступления предельного состояния (остаточный ресурс) или на определенный период (поэтапное продление срока эксплуатации) в пределах остаточного ресурса.

5.1.5. Однократное продление срока безопасной эксплуатации оборудования не должно превышать 50 тыс. ч или 8 лет.

5.1.6. Работы по продлению срока безопасной эксплуатации оборудования рекомендуется планировать и проводить таким образом, чтобы соответствующее решение было принято до достижения им установленного нормативного срока эксплуатации.

5.1.7. Контроль проводится, в основном, во время плановых остановов оборудования. Допускается смещение сроков контроля в большую или меньшую сторону на 5% назначенного ресурса (срока службы) оборудования.

5.1.8. Решение о смещении сроков контроля оборудования в меньшую сторону (сверх указанных 5%) принимает руководитель организации-владельца оборудования.

5.1.9. Решение о смещении сроков контроля в большую сторону (сверх указанных 5%) для оборудования, отработавшего назначенный ресурс, принимается руководителем организации-владельца оборудования по согласованию с ФС ЭТАН России (для подведомственных ему объектов), ДТАиГИ и БЕГ.

5.1.10. В случае отсутствия нарушений технологического режима эксплуатации оборудования допускается совмещать в пределах одного года работы по техническому диагностированию с работами по техническому освидетельствованию при согласовании принятого решения с территориальным органом ФС ЭТАН России.

5.1.11. Работы по продлению срока безопасной эксплуатации при необходимости на составных частях (элементах) оборудования проводят поэтапно в тех случаях, когда в соответствии с технической документацией индивидуальные единицы (элементы), имеют свой назначенный срок эксплуатации.

## **5.2. Организация работ по продлению срока безопасной эксплуатации оборудования**

5.2.1. Работы по определению возможности и продлению срока безопасной эксплуатации оборудования проводятся в случаях:

- выработки оборудованием назначенного срока службы (ресурса);
- при отрицательных результатах технического диагностирования;
- по требованию инспекции ФС ЭТАН России или его территориального органа, предъявляемого в установленном порядке;
- по требованию ДТАиГИ.

5.2.2. Процедура продления срока безопасной эксплуатации оборудования состоит из следующих этапов, выполнение которых организует организация, эксплуатирующая оборудование ГЭС:

5.2.2.1. Установление необходимости и планирование проведения работ по продлению срока безопасной эксплуатации;

5.2.2.2. Подготовка сведений о состоянии оборудования, отработавшего назначенный срок службы или не удовлетворяющего требованиям промышленной безопасности по результатам диагностирования (в соответствии с Приложением 1 к настоящему Регламенту). В сведениях должна быть приведена достоверная информация о состоянии оборудования, его соответствии требованиям промышленной безопасности, установленным в нормативных до-

кументах. Ответственность за полноту и достоверность представляемой информации несет технический руководитель организации гидроэнергетики.

5.2.2.3. Передача сведений об эксплуатации оборудования и результатах контроля металла по установленной форме (как изложено в Приложении 1) в выбранную специализированную организацию.

5.2.2.4. Проведение специализированной организацией анализа поступивших материалов, разработка программы работ по техническому диагностированию и продлению срока безопасной эксплуатации оборудования.

Программа работ по техническому диагностированию и продлению срока безопасной эксплуатации оборудования разрабатывается в соответствии с требованиями настоящего Регламента (с учетом приведенного в подразделе 5.3 перечня действующей НТД), с учетом особенностей и специфики эксплуатации конкретных видов оборудования. Программа работ должна предусматривать:

- сбор, анализ и обобщение имеющейся на начало работ информации о надежности оборудования, а также оборудования аналогичного вида или конструктивно-технологического исполнения (в том числе зарубежных);
- проведение по специальным методикам испытаний составных частей (элементов), комплектующих изделий, конструкционных материалов, а также оборудования в целом с целью оценки его технического состояния;
- разборку (демонтаж) оборудования на составные части и комплектующие изделия (при необходимости), подготовку объекта к контролю и контроль технического состояния оборудования, а также поиск мест и причин отказов (неисправностей);
- прогнозирование технического состояния оборудования на продлеваемый период и выработку решения о возможности и целесообразности продления срока его эксплуатации;
- разработку отчетных документов по результатам выполненных работ (заключений, актов, протоколов по неразрушающему контролю, исследованиям химического состава, микроструктуры, испытаниям механических свойств, расчетов на прочность и др.);
- выпуск итогового заключения о техническом состоянии оборудования и возможности и условиях продления срока его эксплуатации.

В случае необходимости в процессе подготовки программы работ по техническому диагностированию специализированная организация может запросить у владельца дополнительные данные о техническом состоянии оборудования. Дополнительные данные могут служить основанием для изменения объема работ по определению возможности продления срока безопасной эксплуатации оборудования.

5.2.2.5. Проведение специализированными организациями, испытательными лабораториями и другими организациями работ, предусмотренных программой. Подготовка итогового заключения и передача его заказчику.

5.2.2.6. Рассмотрение заказчиком Заключения специализированной организации наряду с другими материалами и, при необходимости, разработка плана корректирующих мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации оборудования на продлеваемый период.

5.2.2.7. Формирование Решения о продлении срока службы оборудования с учетом выполнения плана корректирующих мероприятий (подраздел 5.4 настоящего Регламента).

5.2.2.8. Утверждение Решения и плана корректирующих мероприятий владельцем объекта гидроэнергетики.

5.2.2.9. Проведение организацией гидроэнергетики корректирующих мероприятий, предусмотренных Решением о продлении срока безопасной эксплуатации оборудования.

5.2.2.10. Осуществление техническим руководителем объекта гидроэнергетики записи в паспорт технических устройств, оборудования, зданий и сооружений. Запись в паспорте содержит сведения о возможности, условиях и сроке их безопасной эксплуатации, о дате проведения очередного технического диагностирования, о рекомендациях по безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования, зданий и сооружений.

5.2.2.11. Сведения о продлении срока службы технического устройства, оборудования, здания или сооружения (организация, проводившая техническое диагностирование, № и дата заключения, решение о продлении срока службы) направляются для анализа, учета, проверки и архивирования в БЕГ и ДТАиГИ.

### **5.3. Перечень нормативной документации, регламентирующей порядок продления срока безопасной эксплуатации оборудования**

1. РД 03-484-02 Положение о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах. Утверждено постановлением Госгортехнадзора России от 09.07.02 № 43, зарегистрировано Минюстом России 05.08.02. г. №3665.

2. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 11.06.03 № 91, зарегистрированы Минюстом России 19.06.03.г., № 4776.

3. СО 34.20.501-03. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 229 от 19.06.2003 г., зарегистрированы Минюстом России № 4799 от 20.06.2003 г. М.: СПО ОРГРЭС, 2003.

4. СО 34.04.181-2003 Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. ЦКБ Энергоремонт. М.: 2003.

5. Правила устройства электроустановок ПУЭ. 7-е издание. Госэнергонадзор. Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2003 г.

6. Правила применения технических устройств на опасных производственных объектах, утверждены постановлением Правительства РФ от 25.12.98. №1540.

7. РД 09-102-95 Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, поднадзорных Госгортехнадзору России.

8. СО 153-34.17.439-2003 Инструкция по продлению срока службы сосудов, работающих под давлением. М. 2003 г.

### **5.4. Планирование безопасной эксплуатации**

По результатам изучения технической документации и диагностирования оборудования определяется его позиция на классификационной шкале работоспособности (см. раздел 7 Регламента) и вырабатывается решение о возможности его дальнейшей эксплуатации, а также, при необходимости – составляется план корректирующих мероприятий (Приложение 1.1).

## **6. Технические устройства, их основные элементы и критические зоны, определяющие безопасную и эффективную эксплуатацию ГЭС**

6.1. Безопасность (промышленная, пожарная и экологическая) сооружений и основного энергетического оборудования ГЭС зависит от технического состояния следующих элементов:

гидротехнические сооружения:

- каменно-земляная плотина;



- подводящий канал;
- водосброс;
- водоприемник;
- подземное здание ГЭС.

гидравлическая турбина:

- рабочее колесо;
- вал турбины;
- маслоприемник;
- направляющий аппарат;
- сервомоторы;
- направляющий подшипник турбины;
- система регулирования.

гидрогенератор:

- главный генератор (сердечник и обмотка статора и ротора);
- вспомогательный генератор (сердечник и обмотка статора и ротора);
- регуляторный генератор;
- оборудование и аппаратура тиристорного возбуждения;
- оборудование и аппаратура систем охлаждения, торможения,
- типового контроля, маслоснабжения подпятника и направляющих подшипников, пожаротушения.

маслонаполненные элементы (трансформаторы силовые и измерительные, выключатели маломасляные, приводы затворов, системы смазки компрессоров, оборудование для обработки и хранения масла, маслопроводы);

сосуды, работающие под давлением;

грузоподъемные машины и механизмы;

оборудование с вращающимися элементами (насосы, вентиляторы);

оборудование очистных сооружений;

высоковольтное оборудование;

6.2. Кроме элементов, определяющих безопасность ГЭС, на эффективность ее эксплуатации оказывает влияние состояние элементов, повреждение или износ которых влечет за собой убытки, превышающие затраты на их ремонт. Перечень этих элементов определяется индивидуально для конкретного оборудования исходя из опыта эксплуатации. По техническому диагностированию этих элементов на ГЭС разрабатываются специальные производственные инструкции.

6.3. Планирование ремонтов для элементов оборудования согласно п.п. 6.1 и 6.2 осуществляется по результатам технического диагностирования или на основании статистического анализа опыта их эксплуатации. Оба эти подхода используются при условии надежного долгосрочного прогноза отказа (достижения предельного состояния) с вероятностью не ниже 0,95.

## 7. Классификационная шкала работоспособности оборудования

7.1. Для принятия решения о возможности и целесообразности дальнейшей эксплуатации сооружений, основного оборудования и его составных частей требуется интегральная классификационная оценка технического состояния диагностируемого оборудования. В качестве таковой при оценке состояния оборудования предлагается использовать следующую классификацию.

Таблица 7.1.

Балл	Техническое состояние диагностируемого оборудования	Дальнейшая эксплуатация оборудования	Прогнозные оценки (глубина прогноза)
1	Предельное	Недопустима	Немедленный останов с выводом в ремонт
2	Неисправное, но сохраняет работоспособное состояние	Допустима в пределах ограниченного времени	Контроль технического состояния и/или проведение восстановительных работ не позднее чем через 1 мес.
3	Исправное на момент контроля, но может перейти в неисправное вне пределов глубины прогноза	Допустима в ограниченном по срокам межремонтном периоде	Контроль технического состояния и/или проведение восстановительных работ не позднее чем через 15 тыс.ч или 2 года работы
4	Исправное на момент контроля, но может перейти в неисправное вне пределов глубины прогноза	Допустима в пределах глубины прогноза	Контроль технического состояния и/или проведение восстановительных работ не позднее чем через 25 тыс.ч работы
5	Исправное	Допустима в пределах глубины прогноза	Контроль технического состояния не позднее чем через 50 тыс.ч

7.2. Для каждого элемента оборудования, определенного в п.п. 6.1 и 6.2, устанавливается необходимый и достаточный перечень признаков, по которым техническое состояние этого элемента может быть оценено тем или иным баллом.

7.3. Техническое состояние энергоустановки в целом (оборудование и сооружения водоподводящего тракта, гидротурбина, гидрогенератор, вспомогательное оборудование) определяется состоянием наиболее «слабого» из ответственных элементов и дополнительными общими признаками, характеризующими надежность или эффективность эксплуатации установки (например, экономические показатели работы турбины).

7.4. Если какое-то оборудование резервируется и/или его ремонт не влечет за собой остановки гидроагрегата, то его техническое состояние определяется индивидуально только для этого оборудования, и оно не оказывает влияние на состояние гидроагрегата или ГЭС в целом.

## **8. Методические подходы к определению технического состояния критических элементов оборудования**

### **8.1. Зоны максимального риска**

Диагностика оборудования ГЭС начинается с определения наиболее часто повреждаемых и/или представляющих наибольшую опасность элементов оборудования и их критических зон. Эти элементы и критические зоны устанавливаются на основании опыта эксплуатации и/или анализа напряженного состояния и режимов эксплуатации оборудования. В основном потенциально опасные элементы и их критические зоны для большинства технических устройств известны. Для многих из них уже разработаны методы, порядок проведения и нормы диагностики, детально описанные в действующих нормативных документах. Информация о них приведена в разделе 9. По мере накопления опыта эксплуатации постоянно будут возникать новые проблемы, связанные с диагностикой оборудования. Будут разрабатываться новые методы и новые стандарты. Обозначенные в таблице раздела 9 критические зоны и методы их контроля следует рассматривать, как действующие в настоящее время. Со временем эта таблица, возможно, будет претерпевать изменения.

### **8.2. Прогнозирование технического состояния оборудования**

Для выявления механизмов возникновения повреждений используют все сведения, полученные непрерывной, периодической диагностикой и экспертизой технического состояния оборудования. В зависимости от объема и характера имеющихся исходных данных для прогнозирования остаточного ресурса применяют статистические либо экстраполяционные методы. Вид математической модели для прогнозирования выбирают, исходя из вида преобладающего механизма разрушения, уровня и характера нагрузок. Методика оценки остаточного ресурса должна учитывать требования РД 09-102-95 «Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, поднадзорных Госгортехнадзору России».

Исходными данными для определения остаточного ресурса элементов оборудования являются:

- условия эксплуатации за весь предшествующий срок службы (наработка за все годы эксплуатации, колебания давления и число пусков);
- геометрические размеры элементов энергооборудования и динамика их изменений за предшествующий срок службы;
- физико-химические, структурные, механические свойства длительно работающего металла, микроповрежденность на момент продления срока его службы;
- результаты дефектоскопического контроля;
- наличие и глубина коррозионных и кавитационных язв, количество отложений;
- другие дополнительные данные, характерные для конкретного элемента оборудования.

На основе результатов прогноза делается интегральная классификационная оценка (выполненная в соответствии с разделом 7).

### **8.3. Анализ риска эксплуатации оборудования**

Для прогноза инвестиций, капитальных затрат, объемов страхования проводится анализ риска эксплуатации оборудования. Анализ осуществляется с учетом результатов технического диагностирования оборудования и выполненного прогноза его технического состояния (подраздел 8.2). Базовым стандартом для выполнения анализа риска является РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов».

## 9. Нормы технического диагностирования элементов энергооборудования, представляющего опасность для персонала ГЭС, населения и окружающей среды

### 9.1. Диагностирование металла основного, вспомогательного оборудования и гидроагрегатов

Таблица 9.1.

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Критические зоны	Наиболее вероятные причины и механизмы повреждения	Метод диагностирования, *	Периодичность диагностирования	Стандарты, примечание
Сосуды, работающие под давлением	Котлы МНУ гидроагрегатов, ресиверы высокого (40 атм.) и низкого (8 атм) давления	Корпус: обечайки, днища	- непроектные нагрузки, технологические дефекты, коррозия, эрозия	- ВК, ИК -МПД, УЗГ - контроль твердости - испытания образцов металла на ударную вязкость (для ресиверов при необх.) - гидроиспытание	После 16 лет эксплуатации (расширители после 30 лет эксплуатации) и далее каждые 6 ÷ 8 лет.	ПБ03-576-03 ПБ 03-584-03 СО 153-34.17.439-2003 (РД 34.17.439-96) РД 03-421-01 РД 03-606-03, ГОСТ 14782-86 ГОСТ 21105-87
		Основные сварные соединения	- малоцикловая усталость, технологические дефекты	- ВК, УЗК	После 16 лет эксплуатации (расширители после 30 лет эксплуатации) и далее каждые 6 ÷ 8 лет.	ГОСТ 22761-77 ГОСТ 28702-90 ОСТ 26-2044-83 ОСТ 2601-84- 78
		Сварные соединения приварки фланцев (для расширителей) и опор к корпусу	- малоцикловая усталость, технологические дефекты	- ВК, МПД	После 16 лет эксплуатации (расширители после 30 лет эксплуатации) и далее каждые 6 ÷ 8 лет.	РД153-34.1-003-01 (РТМ-1с) РД34.17.302-97 (ОП 501 ЦД-97)
		Зоны сварных соединений приварки патрубков (диаметром ≥ 100мм)	- малоцикловая усталость, технологические дефекты	- ВК, МПД	После 16 лет эксплуатации (расширители после 30 лет эксплуатации) и далее каждые 6 ÷ 8 лет.	МР 38.18.015-94 РД10-249-98 ГОСТ 14249-89 ГОСТ 26755-89 ГОСТ 25859-83 ГОСТ 9454-78

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

<i>Техническое устройство, обслуживание</i>	<i>Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)</i>	<i>Критические зоны</i>	<i>Наиболее вероятные причины и механизмы повреждения</i>	<i>Метод диагностирования, *</i>	<i>Периодичность диагностирования</i>	<i>Стандарты, примечание</i>
<b>Турбина гидравлическая</b>	<b>Подшипники</b>	Баббит (выплавление, отслоение, повреждение), корпус и вкладыш (разрушение)	1. Нарушение смазки (условий эксплуатации), 2. Высокая вибрация, расцентровка валопровода, 3. Электроэрозия баббита, 4. Дефект изготовления, ремонта.	ВД, измерение температуры баббита, контроль абсолютных и относительных расширений, контроль за работой токосъемного устройства	Постоянно. ВД – в каждый средний и капитальный ремонт.	ГОСТ 25364-92, СО 34.20.501-03, РД 34.30.601-84, РД 34.30.506-90, СО 34.30.604-00 (РД 153-34.1-30.604-00)
	<b>Система смазки</b>	1. Маслопроводы, фланцевые соединения маслопроводов, маслонасосов, маслоохладителей, маслоочистительного оборудования. Сальниковые уплотнения насосов и запорной арматуры. Трубные доски маслоохладителей.	Коррозия, некачественная сварка, усталостные повреждения из-за вибрации, неплотности фланцевых соединений из-за износа уплотнительных материалов или ослабления сборки, износ сальниковых уплотнений	- ВК, ВД, МПД, УЗК; - послемонтажные и послеремонтные опрессовки.	Каждый капитальный ремонт.	ГОСТ 981; ГОСТ 1547; ГОСТ 6370; ГОСТ 12068; ГОСТ 17216-2001; СО 34.20.501-03; СО 34.50.508-93; СО 34.43.102-96; СО 153-34.43.104-88; СО 34.43.106-2001; СО 34.43.204-2001;
		2. Масло.	Деградация свойств турбинного масла из-за старения (расходование функциональных присадок), обводнения, загрязнения механическими примесями	Контроль за показателями качества масла: кислотное число, термоокислительная стабильность, антикоррозионные и деэмульгирующие свойства, наличие механических примесей, воды и шлама, объемное воздуходо-содержание	Постоянно.	СО 34.43.209-97; СО 34.43.210-00; СО 34.43.211-00
<b>Гидрогенератор</b>	<b>Сердечник статора</b>	1. Изоляция листов активной стали сердечника статора.	Местные перегревы и развитие «пожаров железа» вследствие повреждения изоляции листов активной стали из-за: а) попадания посторонних предметов в расточку статора,	ВК, ЭМК	ВК – каждый капитальный ремонт. • ЭМК – на турбогенераторах мощностью 160МВт и более через 30 лет эксплуатации; далее в зависимости от результа-	РД 34.45-51.300-97 Приложение 2 (раздел 4.1, 4.3).

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Критические зоны	Наиболее вероятные причины и механизмы повреждения	Метод диагностирования, *	Периодичность диагностирования	Стандарты, применение
			осевые вентиляционные каналы, пазы статора; б) механических повреждений внутренней поверхности сердечника статора при проведении ремонтных работ; в) старения изоляционных лаковых покрытий листов активной стали под воздействием эксплуатационных нагрузок; г) механический износ изоляционных лаковых покрытий, возникающий при распушении зубцов активной стали статора.		тов контроля, но реже чем через 10 лет;	
		2. Плотность прессовки активной стали сердечника статора.	Снижение плотности активной стали сердечника статора вследствие упруговязкого течения изоляционных лаковых пленок и термомеханических деформаций сердечника статора.	ВК, УЗК	ВК – каждый капремонт. УЗК – на гидрогенераторах мощностью 160МВт и более при работе со значением $\cos \varphi$ близким к номинальному через 30 лет эксплуатации; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 10 лет; при работе в режимах со значением $\cos \varphi$ более 0,95 и недозовозбуждении через 16 лет эксплуатации; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 10 лет;	Приложение 2 (раздел 4.1, 4.2). СРМ Часть 1, п. 6.14 (Ц-01-91(э), Ц-06-96).
	3. Зубцовые зоны крайних пакетов сердечника статора.	Распушение и разрушение зубцовых зон крайних пакетов вследствие: а) несвоевременного выявления и неполного устранения местных ослаблений плотности прессовки зубцовых зон крайних пакетов активной стали статора; б) длительной работы генератора в режимах с потреблением реактивной мощности.				

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

<i>Техническое устройство, оборудование</i>	<i>Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)</i>	<i>Критические зоны</i>	<i>Наиболее вероятные причины и механизмы повреждения</i>	<i>Метод диагностирования, *</i>	<i>Периодичность диагностирования</i>	<i>Стандарты, применение</i>
		4. Система крепления сердечника статора.	Ослабление и разрушение системы крепления сердечника статора вследствие: а) повышенной вибрации сердечника и корпуса статора; б) ослабление сопряжения стяжных призм с сердечником статора в процессе длительной эксплуатации; в) воздействие повышенных электромагнитных нагрузок на систему крепления сердечника статора при внезапных к.з. (внутренних и на зажимах трансформатора), грубых синхронизациях с сетью, к.з. в линиях электропередач со срабатыванием устройств БАПВ.	ВК, ВД	ВК – каждый капитальный ремонт. ВД – контроль вибрации корпуса в зависимости от результатов ВК и ВД, но не реже - на турбогенераторах мощностью: • 160МВт и более 1 раз в год;	МУ34-70-103-85 Приложение 2 (раздел 4.1).
	<b>Обмотка статора</b>	1. Изоляция обмотки статора.	1. Тепловое старение изоляции вследствие: а) нарушений в системе охлаждения; б) дефектов токоведущих частей и активной стали статора;	ВК, ВВИ, средства штатного термоконтроля.	Средства штатного термоконтроля – постоянно. ВК – каждый капитальный ремонт. ВВИ – в соответствии с РД 34.45-51.300-97	ГОСТ 533-2000 РД 34.45-51.300-97 РД 34.45.309-92 ТИ34-70-004-82 Приложение 2 (раздел 4.1).
		2. Механические повреждения изоляции вследствие: а) повышенной вибрации; б) попадания посторонних предметов (в том числе ферромагнитных); в) дефектов активной стали статора и системы крепления обмотки статора; г) низкого качества проведения ремонта генератора.	ВК, ЧР, ВВИ	ВК–каждый капремонт. ВВИ – в соответствии с РД 34.45-51.300-97. ЧР – по решению технического руководства ГЭС на турбогенераторах с термопластичной изоляцией обмотки статора напряжением 6,3 кВ через 30 лет эксплуатации и напряжением 10,5кВ и выше через 25 лет эксплуатации. Далее в зависимости от результатов контроля.	РД 34.45-51.300-97 Приложение 2 (раздел 4.1, 4.4, 4.5).	

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Критические зоны	Наиболее вероятные причины и механизмы повреждения	Метод диагностирования, *	Периодичность диагностирования	Стандарты, примечание
			3. Загрязнение изоляции вследствие попадания турбинного масла во внутреннюю полость генератора и образование продуктов истирания активных и конструктивных элементов гидрогенератора.	ВК, ВВИ	ВК – каждый капитальный ремонт. ВВИ– в соответствии с РД 34.45-51.300-97.	РД 34.45-51.300-97 Приложение 2 (раздел 4.1, 4.4).
		2. Полые проводники обмотки статора.	1. Повреждение полых проводников обмотки статора вследствие: а) повышенной вибрации обмотки статора; б) термомеханических деформаций обмотки статора; в) попадания в тракт водяного охлаждения обмотки статора ферромагнитных частиц; г) коррозионного износа полых проводников.	ВК, СШК, ИГВТ, ККРВ, ККД, ревизия магнитных фильтров.	ВК – каждый капитальный ремонт. СШК- постоянно. ИГВТ – в соответствии с инструкцией завода изготовителя; ККД – в соответствии с требованиями ЭЦ №Ц-10-85(э). Ревизия магнитных фильтров – каждый капитальный ремонт.	РД 34.45-51.300-97 СРМ. Часть 1, п. 6.6 , ЭЦ № Ц-10-85(э). ТИ 34-70-004-82 МУ34-70-103-85 Приложение 2 (раздел 4.1, 4.6).
			2. Закупорка полых проводников обмотки статора вследствие: а) засорения системы охлаждения обмотки статора; б) коррозии полых медных проводников.	Средства штатного термоконтроля; МКПК; ВК; ККД.	ВК – каждый капитальный ремонт. СШК- постоянно. ККД – в соответствии с требованиями ЭЦ №Ц-10-85(э).	РД 34.45-51.300-97 ТИ 34-70-004-82 СРМ Часть 1, п.6.6., ЭЦ № Ц-10-85(э). Приложение 2 (раздел 4.1, 4.7).
		3. Элементарные проводники и паянные соединения обмотки статора.	Механические разрушения вследствие повышенной вибрации и механических нагрузок обмотки статора.	ВК, измерение сопротивления фаз и ветвей обмотки статора постоянному току.	ВК – каждый капитальный ремонт; измерение сопротивления фаз и ветвей обмотки статора постоянному току – в соответствии с требованиями РД 34.45-51.300-97	РД 34.45-51.300-97 ТИ 34-70-004-82 Приложение 2 (раздел 4.1).



Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Критические зоны	Наиболее вероятные причины и механизмы повреждения	Метод диагностирования, *	Периодичность диагностирования	Стандарты, примечание
		4. Система крепления лобовой и пазовой частей обмотки статора.	Ослабление и разрушение системы крепления лобовых и пазовых частей обмотки статора вследствие: а) длительного воздействия эксплуатационных нагрузок; б) повышенной вибрации и термомеханических деформаций обмотки статора обусловленных снижением технического состояния и нарушением правил эксплуатации; в) воздействия повышенных электродинамических нагрузок при аномальных режимах работы.	ВК	ВК – каждый капитальный ремонт;	Приложение 2 (раздел 4.1).
	<b>Металл ротора</b>	1. Бочка ротора (стыки пазовых клиньев, посадочные поверхности).	Образование усталостных трещин в зонах подкала металла вследствие работы турбогенератора в следующих аномальных режимах: а) длительный несимметричный с током обратной последовательности $I_2$ более допустимого значения; б) кратковременная работа в несимметричных режимах с $I_2^2 t$ более допустимых значений; в) несимметричные короткие замыкания с $I_2^2 t$ более допустимых значений; г) асинхронные пуски; д) асинхронные режимы с активной нагрузкой, превышающей допустимую.	ВД, ВК, ВТК, ЦД, контроль твердости.	ВК – каждый капитальный ремонт;	ГОСТ 253 64-92 ГОСТ 18442-80 ГОСТ 22761-77.  СРМ Часть 1, п. 6.15, Ц-03-94(э). Приложение 2 (раздел 4.1).

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Критические зоны	Наиболее вероятные причины и механизмы повреждения	Метод диагностирования, *	Периодичность диагностирования	Стандарты, примечание
		2. Хвостовые части ротора.	1. Образование трещин в зонах подвода охлаждающего газа под корзину лобовых частей («звездочка ротора») по механизму фреттинг-усталости. 2. Образование усталостных трещин в зонах галтельных переходов, маслоуловительных канавок и т.п. по механизму многоциклового усталости. 3. Образование трещин в хвостовых частях ротора по механизму малоциклового усталости вследствие многократной работы генератора в аномальных режимах (к.з. на зажимах генератора и трансформатора, синхронизация с $\theta > 90^\circ$ , несинхронные включения-отключения, неуспешные АПВ).	ВК, ВД, МПД, ЦД	ВК – каждый капитальный ремонт; ВД – периодический контроль вибрации корпусов подшипников гидрогенератора в зависимости от вибрационного состояния, но не реже 1 раза в месяц;	ГОСТ 21105-87 ГОСТ 25364-92 ГОСТ 18442-82 ГОСТ 22761-77 СРМ Часть 1, п. 6.3, Ц-04-97(э).  Приложение 2 (раздел 4.1).
			4. Образование усталостных трещин на шейках вала из-за их подкала вследствие потери маслоснабжения и повреждения вкладыша подшипника.	ЦД, ВД, МПД Средства штатного термоконтроля; контроль твердости;	ВД – периодический контроль вибрации корпусов подшипников гидрогенератора в зависимости от вибрационного состояния, но не реже 1 раза в месяц; СШК – постоянно; Контроль твердости, МПД, ЦД – в ближайший ремонт после потери маслоснабжения и повреждения вкладыша подшипника.	ГОСТ 21105-87 ГОСТ 25364-92 ГОСТ 18442-82 ГОСТ 22761-77

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Критические зоны	Наиболее вероятные причины и механизмы повреждения	Метод диагностирования, *	Периодичность диагностирования	Стандарты, применение
			5. Образование усталостных трещин в зонах токоподвода из-за подкалов металла вследствие двойных замыканий на землю.	ЦД, ВД, МПД, контроль твердости	ВД – периодический контроль вибрации корпусов подшипников турбогенератора в зависимости от вибрационного состояния, но не реже 1 раза в месяц; Контроль твердости, МПД, ЦД – при устранении подкалов. ЦД – в зоне подкалов при неудовлетворительном вибрационном состоянии ротора.	ГОСТ 21105-87 ГОСТ 25364-92 ГОСТ 18442-82 ГОСТ 22761-77
	<b>Обмотка ротора</b>	1. Корпусная изоляция.	1. Тепловое старение вследствие: а) нарушений в системе охлаждения; б) аномальных несимметричных и асинхронных режимов работы турбогенератора; 2. Механические повреждения вследствие: а) термомеханических деформаций в режимах пусков-остановов; б) ослабления крепления обмотки; 3. Снижение сопротивления изоляции вследствие загрязнения и увлажнения.	ВК, измерение сопротивления изоляции ротора, испытание повышенным напряжением промышленной частоты	ВК – каждый капитальный ремонт; Электрические испытания изоляции – в соответствии с РД 34.45-51.300-97	ГОСТ 25364-92 РД 34.45-51.300-97

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

<i>Техническое устройство, оборудование</i>	<i>Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)</i>	<i>Критические зоны</i>	<i>Наиболее вероятные причины и механизмы повреждения</i>	<i>Метод диагностирования, *</i>	<i>Периодичность диагностирования</i>	<i>Стандарты, применение</i>
		2. Витковая изоляция.	1. Тепловое старение вследствие: а) нарушений в системе охлаждения; б) аномальных несимметричных и асинхронных режимов работы турбогенератора; 2. Механические повреждения вследствие: а) термомеханических деформаций в режимах пусков-остановов; б) ослабления крепления обмотки; в) центробежных нагрузок в номинальном режиме работы. 3. Снижение сопротивления изоляции вследствие загрязнения и увлажнения.	ВК, ВД, измерение z ротора.	ВД – периодический контроль вибрации корпусов подшипников гидрогенератора в зависимости от вибрационного состояния, но не реже 1 раза в месяц; ВК – каждый капитальный ремонт; измерение z ротора - в соответствии с РД 34.45-51.300-97	ГОСТ 25364-92 РД 34.45-51.300-97 Приложение 2 (раздел 4.1).
		3. Подбандажная изоляция.	1. Снижение сопротивления вследствие загрязнения и увлажнения. 2. Тепловое старение вследствие нарушения технологии надевания бандажных колец	Измерение сопротивления изоляции, Испытание повышенным напряжением промышленной частоты.	В соответствии с РД 34.45-51.300-97	РД 34.45-51.300-97
		4. Катушки обмотки возбуждения.	Деформация витков вследствие: а) термомеханических нагрузок в режиме пусков-остановов; б) из-за нарушений в системе охлаждения.	ВК	ВК – каждый капитальный ремонт	Приложение 2 (раздел 4.1).

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

<i>Техническое устройство, оборудование</i>	<i>Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)</i>	<i>Критические зоны</i>	<i>Наиболее вероятные причины и механизмы повреждения</i>	<i>Метод диагностирования, *</i>	<i>Периодичность диагностирования</i>	<i>Стандарты, примечание</i>
		5. Паяные межкатушечные соединения.	Нарушение паяных межкатушечных соединений вследствие: а) естественного старения под действием нормальных эксплуатационных нагрузок; б) воздействия повышенных термомеханических нагрузок при нарушении условий охлаждения; в) воздействия повышенных вибрационных нагрузок при ослаблении крепления.	ВК	ВК – каждый капитальный ремонт.	Приложение 2 (раздел 4.1).
		6. Ослабление крепления.	Ослабление крепления обмотки в процессе длительной эксплуатации.	ВК	ВК – каждый капитальный ремонт.	Приложение 2 (раздел 4.1).
<b>Насосы, компрессоры, воздухоудвки</b>		Шатунный механизм, места подвижного контакта (шейка вала), лопасти, привод, уплотнительные элементы, клапана, подшипники	Износ от трения, прогиб вала, нарушение балансировки, кавитация, засорения, нарушение соосности, износ от трения, разрушения из-за повышенной вибрации лопастей и опор скольжения, неисправность электродвигателя, неисправности подшипников и клапанов, загрязнение масла	ВК и в соответствии с инструкцией по эксплуатации, измерение шумовых и вибрационных характеристик	Если нет отказов – в очередной плановый останов или каждые два года	РД 153-34.1-41.602-2002, DIN EN 45510-6-4-2000, ПБ 03-581-03, ПБ 03-582-03
<b>Масляная система</b>	<b>Масляный бак, маслоохладитель, маслонасос, маслопроводы</b>	Внутренняя поверхность бака, маслоохладительных змеевиков, маслопроводы и арматура, сварные швы	Отложения (засорения) на внутренней поверхности, технологические дефекты, вибрация	ВК, удаление загрязнений и засорений, МПД (ЦД), УЗК – при наличии дефектов и течи (для отбраковки и определения зон ремонта), маслонасос – см. выше, АЭ маслопровода - при необходимости	Каждые четыре года, во время очередного планового останова или ремонта. Периодичность контроля может корректироваться в зависимости от наличия/отсутствия отказов.	

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

<i>Техническое устройство, оборудование</i>	<i>Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)</i>	<i>Критические зоны</i>	<i>Наиболее вероятные причины и механизмы повреждения</i>	<i>Метод диагностирования, *</i>	<i>Периодичность диагностирования</i>	<i>Стандарты, примечание</i>
<b>Баки и резервуары</b>		Внутренняя поверхность, сварные швы, а также зоны приварки штуцеров и других трубных элементов	Коррозия, коробление, отклонение от вертикальности, технологические дефекты	ВК, нивелировка основания бака, измерение геометрической формы и отклонений от вертикальности, УЗТ, УЗК	Каждые четыре года	РД 34.21.526-95, РД 34.23.601-96, РД 153-340-21.529-98, РД 34.40.601-97
<b>Грузоподъемные машины и механизмы</b>	<b>Крюки и детали крюковой подвески, канаты, блоки, оси, стрелы, гуськи, механизмы поворота, коробка отбора мощности, лебедки, системы и аппараты управления, освещения и сигнализации, тормоза, электрооборудование, гидрооборудование, приборы и устройства безопасности, металлические конструкции, крановый путь</b>	Хвостовая часть крюка, зев крюка, конструкция крепления крюка, ось и ручей блока, канат, зубчатые и червячные колеса, элементы электрического питания, сварные швы, в том числе, металлоконструкций, болтовые и заклепочные соединения, направляющие и крепления, фундаменты и другие опорные элементы крановых путей	Усталостное разрушение, износ шкивов блоков и канатов, а также элементов лебедки и барабана, коррозионные повреждения, механические повреждения и дефекты изготовления, нарушения электрического контакта	ВК, МПД (ЦД), УЗК, УЗТ, статические испытания, динамические испытания, проверка работы устройств и приборов безопасности	Объем и периодичность технического освидетельствования и диагностирования грузоподъемных машин и механизмов проводится в соответствии с анализом результатов предыдущего диагностирования, в зависимости от наработки и наличия выявленных ранее дефектов оборудования, по программе разработанной специализированной организацией, а также в соответствии с требованиями ПБ 10-382-00, РД 10-112-96 и др. НТД.	ПБ 10-382-00 РД 36-62-00, РД 10-197-98, РД 10-525-03, ПБ 10-518-02, ПБ 110-611-03, ПБ 10-558-03, РД 10-138-97, РД 10-112-96, ПБ 10-257-98

**\* Условные обозначения:**

ВК – визуально-измерительный контроль;  
ВТК – вихретоковый контроль;  
УЗК – ультразвуковой контроль;  
УЗТ – ультразвуковая толщинометрия;  
МПД – магнитопорошковый контроль;  
ЦД – цветная дефектоскопия;

ЛЮМ-А – люминесцентная дефектоскопия;  
М-ЛЮМ-А – магнитно-люминесцентная дефектоскопия;  
ВД – вибродиагностика;  
АЭ – акустическая эмиссия;  
ИДП – измерение деформации ползучести;  
ДФМ – дискретно-фазовый метод.

## 9.2. Диагностирование маслонеполненных элементов электрооборудования

Таблица 9.2.

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
1.	Обмотка	<p>1.1. Влагосодержание твердой изоляции (w):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, не выше 1% по массе;</li> <li>- для эксплуатируемых трансформаторов не выше 2% по массе.</li> </ul> <p>При выполнении оценки w расчетным путем измерение угла диэлектрических потерь изоляции обмоток и масла производятся при температуре 60° С.</p> <p>Периодичность контроля:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- первый раз - через 10-12 лет после включения,</li> <li>- в дальнейшем - 1 раз в 4-6 лет.</li> </ul>	<p>При достижении средней влажности 2% в наиболее нагретой части обмотки может иметь место процесс испарения влаги и газа (азота или воздуха) в микрокапилляры (не заполненные маслом) целлюлозной изоляции с повышением давления газа в них и последующим вытеснением масла из микрокапилляров (заполненных маслом) в масло, окружающее витковую и дополнительную изоляцию обмоток.</p> <p>Газовые пузырьки ослабляют электрическую прочность масла и маслосодержательной изоляции (примерно на 30% по отношению к пробивному напряжению). Это создает риск повреждения при воздействии грозовых и коммутационных перенапряжений в изоляции данного участка трансформатора.</p> <p>Если средняя влажность обмоток превышает 4%, возникает возможность риска повреждения изоляции под рабочим напряжением из-за значительного увеличения диэлектрических потерь, приводящих к тепловому пробое изоляции.</p> <p>При влагосодержании твердой изоляции более 4% и общем газосодержании более 7% при резко переменном графике нагрузки и при включениях-отключениях трансформатора при минусовых температурах возможно развитие ползущего разряда.</p> <p>Возможные неисправности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* нарушение герм-ти трансформатора;</li> <li>* дегидратация твердой изоляции при полном исчерпании ее ресурса (выделение воды из твердой изоляции).</li> </ul>	<p>Влагосодержание твердой изоляции перед вводом в эксплуатацию и при капитальном ремонте определяется по влагосодержанию заложенных в бак образцов. В процессе эксплуатации трансформатора допускается оценка влагосодержания твердой изоляции расчетным путем. При достижении предельно-допустимого значения показателя выполнить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• измерение общего газосодержания и влажности масла;</li> <li>• проверить герметичность бака и системы охлаждения;</li> <li>• измерение степени полимеризации образца витковой изоляции при превышении влагосодержания твердой изоляции в 4% для длительно работающих трансформаторов;</li> <li>• при необходимости сушку твердой изоляции и масла и дегазацию масла.</li> </ul>	<p>РД 34.45-51.300-97 Приложение 5 РД 34.43.107-95 ГОСТ 3484.5-88 Приложение 4</p>

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
		<p>1.2. Сопротивление изоляции (Риз): - для вновь вводимых в эксплуата- цию трансформаторов и транс- форматоров, прошедших капи- тальный ремонт, приведенное к температуре испытаний, при кото- рых определялись исходные значе- ния, должно быть - не менее 50% исходных значений.</p> <p>Периодичность контроля: измерения производятся при не- удовлетворительных результатах испытаний масла и (или) хромато- графического анализа газов, раство- ренных в масле, а также в объеме комплексных испытаний.</p>	<p>Риск повреждения трансформатора из-за ухудшения его состояния, инди- цируемого понижением сопротивления изоляции: - локальные тепловые повреждения активной части трансформатора из-за осаждения продуктов разложения (за- грязнения) масла; - локальный пробой изоляции из-за ее сильного увлажнения; - риск внутреннего короткого замы- кания при неустраненном незавер- шенном пробое изоляции; - электрическое перекрытие наружной изоляции загрязненного ввода.</p> <p>Возможные неисправности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• пробой изоляции обмоток на корпус или пробой между обмотками;</li> <li>• увлажнение и (или) загрязнение твердой изоляции;</li> <li>• дегидратация твердой изоляции при практически полном исчерпании ее ресурса;</li> <li>• загрязнение поверхности фарфоро- вой изоляции вводов;</li> <li>• загрязнение и (или) увлажнение масла.</li> </ul>	<p>При достижении предельно-допустимого зна- чения показателя выполнить: - измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток по зонам. При существенном уменьшении тангенса угла диэлектрических потерь по сравнению с дан- ными предыдущих измерений (опасное за- грязнение или даже прогорание изоляции) необходимо выполнить: - обследование трансформатора в соответ- ствии с п. 1.3.4 изложенной выше “Методики определения технического состояния масло- наполненных силовых трансформаторов ГЭС”;</p> <p>- измерение тангенса угла диэлектричес- ких потерь и влажности масла; - оценку влажности твердой изоляции; - измерение степени полимеризации образца витковой изоляции при превышении влагосодержания твердой изоляции в 4% и предельно-допустимых показателей влажности масла для дли - тельно работающих трансформаторов; - хроматографический анализ растворен- ных в масле газов; - измерение поверхностного сопротивления вводов с помощью накладного электрода из станиоля. При необходимости выполнить: - замену или регенерацию масла; - сушку твердой изоляции и масла и дегазацию масла; - протирку поверхности ввода с применением растворителя (спирта) при значениях сопро- тивления ввода сравнимого с сопротивлением изоляции трансформатортрансформатора, включающего сопротивление ввода; - отмывку изоляции регенерационным маслом при загрязнении изоляции, имеющей степень полимеризации более 500 ед.</p>	<p>РД 34.45-51.300-97 ГОСТ 3484.3-88 ГОСТ 6581-75 РД 34.43.107-95 СО 34.46.302-00 (РД 153-34.0-46.302-00) СО 34.46.303-98 (РД 34.46.303-98) СО 153-34.46.502 (РД 34.46. 502)</p>



Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
		<p>1.3. Тангенс угла диэлектрических потерь изоляции обмоток (<math>\text{tg } \delta_{\text{из}}</math>):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, приведенные к температуре испытаний, при которых определялись исходные значения, не должны отличаться от исходных значений в сторону ухудшений более чем на 50%;</li> <li>- измеренные значения <math>\text{tg } \delta_{\text{из}}</math> (при температуре изоляции 20<sup>0</sup>С и выше) считаются удовлетворительными, если <math>\text{tg } \delta_{\text{из}}</math> не выше 1%.</li> </ul> <p>Измерение <math>\text{tg } \delta_{\text{из}}</math> производится при температуре 60<sup>0</sup>С для оценки влагосодержания твердой изоляции расчетным путем.</p> <p>Периодичность контроля: измерения производятся при неудовлетворительных результатах испытаний масла и (или) хроматографического анализа газов, растворенных в масле, а также в объеме комплексных испытаний.</p>	см. п. 1.2	см. п. 1.2	см. п. 1.2

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
		<p>1.4. Сопrotивление короткого замы- кания трансформатора (Zк): - при вводе трансформатора в экс- плуатацию значения Zк не должны превышать значения, опре- деленного по напряжению КЗ (Uк) трансформатора, на основном положении более чем на 5%; - при измерениях в процессе экс- плуатации и при капремонте значения Zк не должны превышать исходные более чем на 3%; - у трехфазных трансформаторов дополнительно нормируется раз- личие значений Zк по фазам на ос- новном и крайнем ответвлениях. Оно не должно превышать 3%. Периодичность контроля: - измерения производятся у транс- форматоров 125 МВА и более и трансформаторов собственных нужд. В процессе эксплуатации изме- рения Zк производятся после воз- действия на трансформатор тока КЗ, превышающего 70% расчетного значения, а также в объеме ком- плексных испытаний.</p>	<p>Риск повреждения трансформатора из-за внутреннего короткого замы - кания вследствие нарушения изоляции и изоляционных промежутков. Возможные неисправности: - деформация или смещение обмоток</p>	<p>Измерение сопротивления КЗ трансфор - маторов. При достижении предельно-допустимого значения показателя выполнить: - хроматографический анализ растворен- ных в масле газов; - измерение тангенса угла диэлектриче- ских потерь изоляции обмоток и емкостей обмоток (изменение емкости обмоток бо- лее чем на возможную погрешность ме- тода измерений порядка 5% означает наличие изменения геометрии обмоток); При необходимости выполнить: -обследование трансформатора в соответ- ствии с п. 1.3.4 изложенной выше “Мето- дики определения технического состоя- ния маслонаполненных силовых транс- форматоров ГЭС”.</p>	<p>РД 34.45-51.300-97 Циркуляр Ц-02-88(э) СО 34.46.302-00 (РД 153-34.0-46.302-00) СО 34.46.303-98 (РД 34.46.303-98) СО 153-34.46.502 (РД 34.46.502) ГОСТ 3484.3-88</p>

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
		<p>1.5. Сопротивление обмоток постоянно- му току: - для трехфазных трансформаторов сопротивления обмоток, измеренные на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре, не долж- ны отличаться более чем на 2%; - для однофазных трансформаторов значения сопротивления обмоток после температурного пересчета не должны отличаться от исходных значений более чем на 5%.</p> <p>Периодичность контроля: измерения проводятся при комплексных испытаниях трансформа- тора.</p>	<p>Риск повреждения трансформатора из-за ухудшения состояния кон- тактных соединений - выгорание изоляции, оплавление контактных поверхностей, обрыв цепи в обмотках с образованием дуги и др.</p> <p>Возможные неисправности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• перегревы контактных соединений в местах присоединения концов об- мотки к отводам, отводов к вводам,</li> <li>• оплавление или выгорание контак- тных поверхностей устройств ПБВ и РПН и др.</li> </ul>	<p>Проведение электромагнитных испытаний. При достижении предельно-допустимого значения показателя выполнить: - хроматографический анализ растворен- ных в масле газов; - физико-химический анализ масла; - измерение сопротивления постоянному току на всех положениях переключателя; - прокрутку переключателя по всем поло- жениям в одну и другую сторону. При необходимости выполнить: обследо- вание трансформатора в соответствии с п. 1.3.4 изложенной выше “Методики опре- деления технического состояния масло- наполненных силовых трансформаторов ГЭС”.</p>	<p>РД 34.45-51.300-97 ГОСТ 3484.1-88 СО 34.46.302-00 (РД 153-34.0-46.302-00) СО 34.46.303-98 (РД 34.46.303-98) ГОСТ 6581-75 ГОСТ 5985-79 СО 34.43.212-00 (РД 153-34.1-43.212-00) РД 34.43.107-95 СО 153-34.43.202 (РД 34.43-202) ГОСТ 17216-71 ГОСТ 6370-83 РТМ 34-70-653-83</p>
		<p>1.6. Проверка коэффициента транс- формации (Кт): - Кт, измеренный при вводе транс- форматора в эксплуатацию, не должен отличаться более чем на 2% от значений, измеренных на со- ответствующих ответвлениях дру- гих фаз, и от исходных значений; - Кт, измеренный при капремонте, не должен отличаться более чем на 2% от Кт, рассчитанного по на- пряжению ответвлений.</p> <p>Периодичность контроля: проверка производится на всех по- ложениях переключателя ответвле- ний при вводе трансформатора в эксплуатацию и при капитальном ремонте.</p>	<p>Риск развития повреждения связан с возможным перегревом обмотки и магнитопровода из-за повышенного напряжения или тока.</p> <p>Возможны неисправности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• неправильное подсоединение отво- дов устройств РПН;</li> <li>• неправильная установка привода устройств ПБВ;</li> <li>• наличие разрывов в токовой цепи.</li> </ul>	<p>Проведение электромагнитных испыта- ний. Выполнить: - проверку целостности токовой цепи в про- цессе переключения (при непрерыв- ном переключении на всем диапазоне регулирования стрелки измеритель- ных приборов (вольтметров) не должны иметь резких колебаний в сторону нуля шкалы).</p>	<p>РД 34.45-51.300-97 ГОСТ 3484.1-88</p>

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
		<p>1.7. Наличие фурановых соединений в масла - не более <math>15.0 \cdot 10^{-4}</math> % объема.</p> <p>Периодичность контроля: оценка производится у трансформаторов 110 кВ и выше по решению технического руководителя предприятия.</p>	<p>Деструкция бумажной изоляции может сопровождаться выделением в трансформаторное масло фурановых соединений. Превышение содержания фурановых соединений допустимых значений не является определяющим критерием для оценки состояния бумажной изоляции обмоток.</p> <p>Оно может служить только основанием для дополнительного обследования состояния изоляции трансформатора.</p>	<p>Проведение измерений с помощью тонкослойной хроматографии или методом жидкостной хроматографии.</p> <p>При достижении предельно-допустимого значения показателя выполнить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- обследование состояния изоляции трансформаторов по специальной программе по комплексу показателей, в числе которых определяющим является степень полимеризации.</li> </ul>	<p>РД 34.45-51.300-97 РД 34.51.304-94 СО 34.43.206-94 ( РД 34.43.206-94)</p>
		<p>1.8. Степень полимеризации бумаги - выше 250 единиц.</p> <p>Периодичность контроля: оценка производится у трансформаторов со сроком эксплуатации более 30 лет по решению технического руководителя предприятия.</p>	<p>Наиболее значимые процессы деградации целлюлозной изоляции обмоток при снижении степени полимеризации бумаги до 250 единиц приводят, в первую очередь, к не менее чем 4-х кратному снижению механической прочности изоляции в сравнении с исходной и выходу воды из-за процесса дегидратации, который может составлять более 6% массы. При этом резко возрастает риск повреждения трансформатора из-за возможности возникновения витковых замыканий под рабочим напряжением, при воздействии токов короткого замыкания, грозových и коммутационных перенапряжений.</p> <p>Возможны неисправности: - витковое замыкание.</p>	<p>Проведение измерений степени полимеризации образца витковой изоляции обмоток.</p> <p>При достижении предельно-допустимого значения показателя выполнить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- замену трансформатора или перемотку обмоток;</li> <li>- до замены рекомендуется: <ul style="list-style-type: none"> <li>• сигнальные элементы газового реле перевести на отключение;</li> <li>• выбрать очередность включения выключателей АПВ линий электропередачи с конца, противоположного подстанции, на которой установлен данный трансформатор;</li> <li>• проводить измерения влагосодержания и пробивного напряжения масла с периодичностью 1 раз в 6 месяцев с целью своевременного выявления возможного снижения его электрической прочности при полной деградации изоляции, сопровождающейся процессом дегидратации (выделение воды из твердой изоляции)</li> </ul> </li> </ul>	<p>РД 34.45-51.300-97 Приложение 4 Противоаварийный циркуляр Ц-11-87-(Э)</p>

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
2.	Магнито- провод	<p>Потери холостого хода (Рхх):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- у трехфазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию и при капитальном ремонте соотношение потерь на разных фазах не должно отличаться от паспортных более чем на 5%;</li> <li>- у однофазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию отличие измеренных значений потерь от исходных не должно превышать 10%;</li> <li>- в процессе эксплуатации отличие измеренных значений потерь от исходных данных не должно превышать 30%.</li> </ul> <p>Периодичность контроля:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- производится по решению технического руководителя предприятия, исходя из результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов</li> </ul>	<p>Образование короткозамкнутых контуров и вихревых токов в них и как крайний результат - “пожар” в железе.</p> <p>Возможные неисправности.:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• электрические замыкания пластин магнитопровода;</li> <li>• неправильное заземление пакетов магнитопровода;</li> <li>• отсутствие или разрушение изолирующих прокладок;</li> <li>• нарушение изоляции между стяжными болтами и магнитопроводом;</li> <li>• нарушение изоляции между болтами уплотнения обмотки и нажимными кольцами и др</li> </ul>	<p>Проведение электромагнитных испытаний.</p> <p>При достижении предельно-допустимого значения показателя выполнить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- измерение тока холостого хода;</li> <li>- хроматографический анализ растворенных в масле газов при изменении нагрузки трансформатора;</li> <li>- измерение температуры нагретых точек методом тепловизионного контроля при изменении нагрузки трансформатора;</li> <li>- физико-химический анализ масла.</li> </ul> <p>При необходимости выполнить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- обследование трансформатора в соответствии с п. 1.3.4 изложенной выше “Методики определения технического состояния маслonaполненных силовых трансформаторов ГЭС”;</li> <li>- специальные испытания магнитопровода при слитом масле.</li> </ul>	<p>РД 34.45-51.300-97 ГОСТ 3484.1-88 СО 34.46.302-00 (РД 153-34.0-46.302-00) СО 34.46.303-98 (РД 34.46.303-98) СО 34.0-20.363-99 (РД 153-34.0-20.363-99) ГОСТ 6581-75 ГОСТ 5975-79 СО 34.43.212-00 (РД 153-34.1-43.212-00) РД 34.43.107-95 СО 153.34.43.202 (РД 34.43.202) ГОСТ 17216-71 ГОСТ 6370-83, РТМ 34-70-653-83</p>
3.	Изоляция доступных стяжных шпилек, бандажей, полубанда- жей ярем и пр.	<p>Сопротивления изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно активной стали и электростатических экранов относительно обмоток и магнитопровода:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- измеренные значения должны быть не менее 2 МОм;</li> <li>- сопротивление изоляции ярмовых балок - не менее 0,5 МОм.</li> </ul> <p>Периодичность контроля:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- производится по решению технического руководителя предприятия при вскрытии трансформатора для оценки состояния изоляции активной части.</li> </ul>	<p>Перегрев деталей магнитопровода.</p> <p>Возможные неисправности :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- нарушение изоляции деталей магнитопровода</li> </ul>	<p>Обследование трансформатора в соответствии с п. 1.3.4 изложенной выше “Методики определения технического состояния маслonaполненных силовых трансформаторов”.</p>	<p>РД 34.45-51.300-97</p>

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
4.	Система охлаждения	<p>4.1. Контроль по результатам хро- матографического анализа концен- трации в масле диоксида углерода - CO<sub>2</sub></p> <p>Нормируемые значения CO<sub>2</sub> :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для трансформаторов без специ- альных защит масла - 0,8% об.</li> <li>при сроке работы более 10 лет и 0,6% об. при сроке работы менее 10 лет;</li> <li>- для трансформаторов с азотной и пленочной защитами масла -</li> <li>- 0,4% об. и 0,2% об. соответствен- но.</li> </ul> <p>Периодичность контроля:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 1 раз в 6 месяцев для всех нор- мально работающих трансформа- торов (бездефектные трансформа- торы);</li> <li>- в течение первых 3-х суток, через 1, 3 и 6 мес. после включения и далее не реже 1 раз в 6 мес. - для вновь вводимых в работу транс- форматоров или прошедших ка- питальный ремонт с полным или частичным сливом масла;</li> <li>- для трансформаторов с предпо- лагаемым дефектом устанавлива- ется в каждом конкретном случае, исходя из состава и концентрации газов и скорости их нарастания (п. 7.2 РД 153-34.0-46.302-00)</li> </ul>	<p>Перегрев активной части трансформа- тора или неисправность двигателя мас- лонасоса.</p> <p>Возможные неисправности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• повреждение маслонасоса:</li> <li>- электрический пробой обмотки маслонасоса на корпус с образова- нием газа;</li> <li>- повреждение вывода 0,4 кВ элект- родвигателя;</li> <li>• подсос воздуха через уплотнения системы охлаждения;</li> <li>• нарушения работы двигателей вентиляторов обдува охладителей</li> </ul> <p>При необходимости проверить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• работу маслонасосов;</li> <li>• работу двигателей вентиляторов обдува охладителей;</li> <li>• нарушение герметичности в сис- теме охлаждения.</li> </ul>	Проведение хроматографического анали- за растворенных в масле газов.	РД 34.45-51.310-97 СО 34.46.302-00 (РД 153-34.0-46.302-00) СО 34.46.303-98 (РД 34.46.303-98)

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
		<p>4.2. Контроль общего газосодержа - ния масла: - трансформаторы с пленочной защитой, герметичные маслона- полненные вводы - не более 4% об. Периодичность контроля: - у трансформаторов с пленочной защитой масла в следующие сро - ки после ввода в эксплуатацию: - трансформаторы 110 - 220 кВ - через 10 дней и 1 мес. ; - трансформаторы 330-750 кВ - через 10 дней, 1 и 3 мес. В дальнейшем масло из транс - форматоров испытывается не ре - же 1 раз в 4 года. Контроль масла герметичных вводов производится при неудо - влетворительных результатах по следующим показателям: сопро - тивление изоляции, и (или) тан - генса угла диэлектрических по - терь и емкости изоляции, и (или) контроля изоляции под рабочим напряжением, а также при повы - шении давления во вводе сверх допустимых значений, регламен - тированных заводской докумен - тацией на вводы. Объем испыта - ний определяется решением тех - нического руководителя предпри - ятия исходя из местных условий.</p>	<p>Снижение электрической прочности маслобарьерной изоляции. При общем газосодержании более 7%, особенно при включениях-отк - лючениях трансформаторов в зим - ний период при отрицательных тем - пературах создаются условия для пе - ресыщения масла воздухом.. Пересы - щающий масло газ может выделеить - ся в виде пузырьков, ослабляющих электрическую прочность маслаба - рьерной изоляции. Возможные неисправности: • нарушение герметичности в систе - ме охлаждения; • нарушение герметичности гибкой оболочки расширителя трансформа - тора; • нарушение герметичности бака.</p>	<p>Определение содержания воздуха в трансформаторном масле. При достижении предельно-допустимого значения показателя: - проверить нарушение герметичности в системе охлаждения; - проверить нарушение герметичности гибкой оболочки расширителя трансфор - матора; - проверить нарушение герметичности бака; - выполнить дегазацию масла.</p>	<p>РД 34.45-51.300-97 РД 34.43.107-95 ГОСТ 3484.5-88</p>

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
5.	Вводы	<p>5.1. Сопротивление изоляции (Риз.):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- при вводе в эксплуатацию - не менее 1000 МОм;</li> <li>- в процессе эксплуатации - не менее 500 МОм.</li> </ul> <p>Периодичность контроля:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 110-220 кВ - 1 раз в 4 года;</li> <li>- 330-750 кВ - 1 раз в 2 года</li> </ul>	<p>Увлажнение и (или) загрязнение изоляции ввода</p> <p>Риск внутреннего или внешнего короткого замыкания.</p> <p>Последствия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• при внутреннем коротком замыкании - разрушение ввода и повреждение трансформатора;</li> <li>• при внешнем коротком замыкании - отключение трансформатора.</li> </ul>	<p>Измерение сопротивления изоляции ввода.</p> <p>При достижении предельно-допустимого значения показателя выполнить: измерение поверхностного сопротивления вводов с помощью накладного электрода из станиоля;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- протирку поверхности ввода с применением растворителя (спирта).</li> </ul> <p>Если результаты этих мероприятий показывают, что причина снижения сопротивления загрязнения или увлажнение внутренней изоляции, ввод заменить.</p>	РД 34.45-51.300-97 ИЕС 60137
		<p>5.2. Тангенс угла диэлектрических потерь и емкости изоляции ввода (<math>\text{tg } \delta_{\text{из}}</math>, %) для бумажно-масляной изоляции:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- основная изоляция (<math>C_1</math>) и изоляция ПИН (<math>C_2</math>) для вводов с номинальным напряжением: 220 кВ - 0,6/ 1,2</li> <li>- последние слои изоляции (<math>C_3</math>) для вводов с ном. напряж. 220 кВ - 1,0/ 2,0</li> <li>- предельное увеличение емкости основной изоляции (<math>C_1</math>) составляет 5% измеренного при вводе в эксплуатацию;</li> <li>- уменьшение <math>\text{tg } \delta_{\text{из}}</math> основной изоляции (<math>C_1</math>) герметичного ввода по сравнению с результатами предыдущих измерений на <math>\Delta \text{tg } \delta_{\text{из}}(\%) \geq 0,3</math>,</li> </ul> <p>является показателем для проведения дополнительных испытаний с целью определения причин снижения <math>\text{tg } \delta_{\text{из}}</math>;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- нормируются значения <math>\text{tg } \delta_{\text{из}}</math>, приведенные к температуре 20° С.</li> </ul> <p>Приведение производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации вводов.</p> <p>Периодичность контроля:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 110-220 кВ - 1 раз в 4 года;</li> <li>- 330-750 кВ - 1 раз в 2 года</li> </ul> <p>Примечание: в числителе указаны значения <math>\text{tg } \delta</math> изоляции при вводе в эксплуатацию, в знаменателе - в процессе эксплуатации.</p>	См. п. 5.1	<p>Измерение угла диэлектрических потерь и емкости изоляции ввода.</p> <p style="text-align: center;">См. п. 5.1</p>	См. п. 5.1



Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
		<p>5.3. Герметичные вводы подлежат отбраковке при достижении концентраций газов :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ацетилена - 0,0005% об. и более;</li> <li>- суммы концентраций углеводородных газов <ul style="list-style-type: none"> <li>• 0,03% об. и более - (вводы 110-220 кВ);</li> </ul> </li> </ul> <p>Периодичность контроля :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость проведения хро - матографического анализа раст - воренных в масле газов определя - ется техническим руководителем предприятия по совокупности результатов испытаний вводов.</li> </ul>	<p>Образование углеродосодержащих частиц вследствие микроразрядов, отложение продуктов деструкции масла по поверхности и прорастание по ним разряда.</p> <p>Возможные неисправности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• механические примеси,</li> <li>• острые края деталей в масле,</li> <li>• нарушение контактных соединений</li> <li>• локальные дефекты остова,</li> <li>• термическая деструкция масла (осмоление).</li> </ul>	<p>Хроматографический анализ растворов в масле газов</p>	<p>РД 34.45-51.300-97 СО 34.46.302-00 (РД 153.34.0-46.302-00) СО 34.46.303-98 (РД 34.46.303-98)</p>
		<p>5.4. Контроль изоляции вводов 110-750 кВ с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа под рабочим напряжением на автотрансформаторах с номинальным напряжением 330 кВ и выше, и трансформаторах с номинальным напряжением 110 кВ и выше, установленных на электростанциях и узловых подстанциях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- изменение тангенса угла диэлектрических потерь <math>\Delta \text{tg } \delta_{\text{из}}</math> основной изоляции и изменение ее модуля полной проводимости <math>\Delta \gamma / \gamma</math>.</li> </ul> <p>Предельные значения параметров:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- при периодическом контроле для классов напряжения:</li> </ul>	<p>Развитие опасного повреждения во вводе.</p>	<p>При достижении предельно-допустимого значения показателя:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- трансформатор вывести из работы;</li> <li>- объем испытаний определяется решением технического руководителя предприятия.</li> </ul>	<p>РД 34.45-51.300-97</p>

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
		<p>110 - 220 кВ - 2,0%; 330 - 500 кВ - 1,5%; 750 кВ - 1.0%;</p> <p>- при непрерывном контроле для классов напряжения: 110 - 220 кВ - 3,0%; 330 - 500 кВ - 2,0%; 750 кВ - 1,5%;</p> <p>Периодичность контроля вводов под рабочим напряжением в зависимости от величины контролируемого параметра до организации автоматизируемого непрерывного контроля:</p> <p>- <b>110-220 кВ</b> - 12 месяцев при значениях в %  <math>0 \leq  \Delta \operatorname{tg} \delta_{\text{нз}}  \leq 0,5</math> и (или)  <math>0 \leq \Delta \gamma / \gamma \leq 0,5</math>;          6 месяцев при значениях в %  <math>0,5 &lt;  \Delta \operatorname{tg} \delta_{\text{нз}}  \leq 0,2</math> и (или)  <math>0,5 &lt; \Delta \gamma / \gamma \leq 2,0</math>;</p> <p>- <b>330-500 кВ</b> - 6 месяцев при значениях в %  <math>0 \leq  \Delta \operatorname{tg} \delta_{\text{нз}}  \leq 0,5</math> и (или)  <math>0 \leq \Delta \gamma / \gamma \leq 0,5</math>;          3 месяца при значениях в %  <math>0,5 &lt;  \Delta \operatorname{tg} \delta_{\text{нз}}  \leq 1,5</math> и (или)  <math>0,5 &lt; \Delta \gamma / \gamma \leq 1,5</math>;</p> <p>- <b>750 кВ</b> - 6 месяцев при значениях в %  <math>0 \leq  \Delta \operatorname{tg} \delta_{\text{нз}}  \leq 0,5</math> и (или)  <math>0 \leq \Delta \gamma / \gamma \leq 0,5</math>;          - 3 месяца при значениях в %  <math>0,5 &lt;  \Delta \operatorname{tg} \delta_{\text{нз}}  \leq 1,0</math> и (или)  <math>0,5 &lt; \Delta \gamma / \gamma \leq 1,5</math>;</p>			

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
6.	Трансформа- торное масло	<p>6.1. Пробивное напряжение (кВ), не менее, электрооборудование:</p> <p>до 35 кВ включительно - 25; от 60 до 150 кВ включительно - 35; от 220 до 500 кВ включительно - 45; 750 кВ - 55.</p> <p>Периодичность контроля:</p> <p>- у трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло испытывается в течение первого месяца эксплуатации - 3 раза в первой половине и 2 раза во второй половине месяца. В дальнейшем масло испытывается не реже 1 раза в 4 года с учетом требований разделов 25.3.1 и 25.3.2 РД 34.45-54.300-97;</p> <p>- у трансформаторов напряжением 110-220 кВ масло испытывается после ввода в эксплуатацию через 10 дней и 1 мес;</p> <p>- у трансформаторов напряжением 330-750 кВ масло испытывается после ввода в эксплуатацию через 10 дней, 1 мес. и 3 мес.</p> <p>В дальнейшем масло из трансформаторов напряжением 110 кВ и выше испытывается не реже 1 раза в 2 года.</p> <p>Испытание масла из негерметичных вводов:</p> <p>- для вводов 110-220 кВ - 1 раз в 4 года;</p>	<p>Повреждение маслобяртерной изоляции с образованием внутреннего короткого замыкания.</p> <p>Возможны неисправности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• нарушение герметичности трансформатора;</li> </ul> <p>загрязнение масла механическими примесями, в частности, из-за истирания крыльчатки маслонасоса и др.</p>	<p>Измерение пробивного напряжения масла.</p> <p>При достижении предельно-допустимого показателя выполнить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- измерение влагосодержания масла;</li> <li>- измерение тангенса угла диэлектрических потерь масла;</li> <li>- измерение содержания механических примесей;</li> <li>- хроматографический анализ растворенных газов в масле.</li> </ul> <p>При необходимости выполнить;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- регенерацию или замену масла</li> </ul>	<p>РД 34.45-51.300-97 ГОСТ 6581-75 РД 34.43.107-95 СО 153-34.43.202 (РД 34.43-202) ГОСТ 17216-71 ГОСТ 6370-83 РТМ 34-70-65.3-83 СО 34.46.302-00 (РД 153-34.0-46.302-00) СО 34.46.303-98 (РД 34.46.303-98)</p>

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
		<p>- для вводов 330-500 кВ - 1 раз в 2 года.</p> <p>Контроль масла герметичных вводов производится при получении неудовлетворительных результатов по следующим показателям: сопротивление изоляции, и (или) тангенс угла диэлектрических потерь и емкость изоляции, и (или) контроль изоляции под рабочим напряжением.</p> <p>Необходимость испытаний определяется решением технического руководителя предприятия, исходя из местных условий.</p>			
		<p>6.2. Тангенс угла диэлектрических потерь масла <math>\text{tg } \delta_{\text{м}}</math> для силовых и измерительных трансформаторов и высоковольтных вводов при температуре <math>70^{\circ}/90^{\circ}\text{C}</math>, не более :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 110-150 кВ включительно - 10/15;</li> <li>• 220-500 кВ включительно - 7/10;</li> <li>• 750 кВ - 3/5 -</li> </ul> <p>Примечание: - в числителе указаны значения <math>\text{tg } \delta_{\text{м}}</math> при вводе в эксплуатацию, в знаменателе - в процессе эксплуатации.</p> <p>Периодичность контроля: - у трансформаторов 110-220 кВ масло испытывается через 10 дней и 1 мес. после ввода в эксплуатацию</p>	См. п.п. 6.1	См. п.п. 6.1	См. п.п. 6.1

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
		<p>- у трансформаторов 330-750 кВ масло испытывается через 10 дней 1 месяц, 3 месяца после ввода в эксплуатацию.</p> <p>В дальнейшем масло из трансформаторов испытывается не реже 1 раз в 4 года.</p> <p>Для негерметичных вводов испытания проводятся при получении неудовлетворительных результатов по следующим показателям масла:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- пробивное напряжение, и (или) кислотное число, и (или) температура вспышки в закрытом тигле.</li> </ul> <p>Необходимость испытания определяется техническим руководителем энергопредприятия, исходя из конкретных условий.</p> <p>Контроль масла герметичных вводов производится при получении неудовлетворительных результатов по следующим показателям:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- сопротивление изоляции, и (или) тангенс угла диэлектрических потерь и емкость изоляции, и (или) контроль изоляции под рабочим напряжением, а также при повышении давления во вводе сверх допустимых значений, регламентированных заводской документацией на вводы.</li> </ul> <p>Необходимость испытания определяется техническим руководителем энергопредприятия, исходя из конкретных условий.</p>			

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
		<p>6.3. Кислотное число, мг КОН/г масла, для силовых и измерите - льных трансформаторов, негер - метичных маслонаполненных вводов - не более 0,25.</p> <p>Периодичность контроля: -у трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло ис - пытывается в течение первого ме - сяца эксплуатации - 3 раза в пер - вой половине и 2 раза во второй половине месяца. В дальнейшем масло испытывается не реже 1 раза в 4 года с учетом требований разделов 25.3.1 и 25.3.2 РД 34.45-54.300-97;</p> <p>- у трансформаторов напряже - нием 110-220 кВ масло испытыва - ется после ввода в эксплуатацию через 10 дней и 1 мес;</p> <p>- у трансформаторов напряжени - ем 330-750 кВ масло испытывает - ся после ввода в эксплуатацию через 10 дней, 1 мес. и 3 мес.</p> <p>В дальнейшем масло из транс - форматоров напряжением 110 кВ и выше испытывается не реже 1 раза в 2 года.</p> <p>Испытание масла из негерметич - ных вводов:</p> <p>- для вводов 110-220 кВ - 1 раз в 4 года;</p> <p>- для вводов 330-500 кВ- 1 раз в 2 года.</p> <p>Контроль масла герметичных</p>	<p>Снижение электрической проч - ности масла и ускоренное старение изоляции.</p> <p>Возможные неисправности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• отработанный силикагель в тер - мосифонных и адсорбционных филь - трах;</li> <li>• нарушение герметичности трансформатора</li> </ul>	<p>Определение кислотности и кислотного числа.</p> <p>При достижении предельно-допустимого показателя выполнить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- измерение влагосодержания масла;</li> <li>- измерение тангенса угла диэлектричес - ких потерь масла;</li> <li>- измерение содержания ионола в масле.</li> </ul> <p>При необходимости выполнить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• замену силикагеля в термосифонных и адсорбционных фильтрах;</li> <li>• регенерацию или замену масла</li> </ul>	<p>РД 34.45-51.300-97, ГОСТ 5985-79, РД 34.43.107-95, ГОСТ 6581-75, СО 34.43.208-95 (РД 34.43.208-95,) РД 34.43.105-89, СО 34.43.209-97, (РД 34.43.209-97)</p>

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
		<p>вводов производится при получении неудовлетворительных результатов по следующим показателям: сопротивление изоляции, и (или) тангенс угла диэлектрических потерь и емкость изоляции, и (или) контроль изоляции под рабочим напряжением.</p> <p>Необходимость испытаний определяется решением технического руководителя предприятия, исходя из местных условий.</p>			
		<p>6.4. Температура вспышки в закрытом тигле для силовых трансформаторов, негерметичных маслонеполненных вводов - не ниже 125 °С.</p> <p>Периодичность контроля: - у трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло испытывается в течение первого месяца эксплуатации - 3 раза в первой половине и 2 раза во второй половине месяца. В дальнейшем масло испытывается не реже 1 раза в 4 года с учетом требований разделов 25.3.1 и 25.3.2 РД 34.45-54.300-97;</p> <p>- у трансформаторов напряжением 110-220 кВ масло испытывается после ввода в эксплуатацию через 10 дней и 1 мес;</p> <p>- у трансформаторов напряжением 330-750 кВ масло испытывается после ввода в эксплуатацию через 10 дней, 1 мес. и 3 мес.</p>	<p>Изменение химического состава масла (окисленные продукты старения, металлы переменной валентности как продукты коррозии конструкционных материалов и др.)</p> <p>Возможные неисправности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• развивающийся дефект в трансформаторе;</li> <li>• увлажнение масла.</li> </ul>	<p>Определение температуры самовоспламенения.</p> <p>При достижении предельно-допустимого показателя выполнить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хроматографический анализ растворенных в масле газов;</li> <li>- измерение влагосодержания масла;</li> <li>- измерение содержания ионола в масле</li> </ul>	<p>РД 34.45-51.300-97 СО 34.43.212-00 (РД 153-34.1-43.212-00) СО 34.46.303-98 (РД 34.56.303-98) РД 34.43.107-95 СО 34.43.208-95 (РД 34.43.208-95) РД34.43.105-89 СО 34.43.209-97 (РД 34.43.209-97)</p>

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
		<p>В дальнейшем масло из трансформаторов напряжением 110 кВ и выше испытывается не реже 1 раза в 2 года.</p> <p>Испытание масла из негерметичных вводов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для вводов 110-220 кВ - 1 раз в 4 года;</li> <li>- для вводов 330-500 кВ - 1 раз в 2 года.</li> </ul> <p>Контроль масла герметичных вводов производится при получении неудовлетворительных результатов по следующим показателям: сопротивление изоляции, и (или) тангенс угла диэлектрических потерь и емкость изоляции, и (или) контроль изоляции под рабочим напряжением.</p> <p>Необходимость испытаний определяется решением технического руководителя предприятия, исходя из местных условий.</p>			
		<p>6.5. Влагосодержание, % массы (г/т), не более:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• для трансформаторов с пленочной или азотной защитой, герметичных маслонаполненных вводов - 0,0025( 25 );</li> <li>• для силовых трансформаторов без специальных защит масла, негерметичных маслонаполненных вводов - 0,0030( 30).</li> </ul> <p>Периодичность контроля:</p>	<p>Снижение электрической прочности масла.</p> <p>Возможные неисправности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• нарушение герметичности трансформатора;</li> <li>• отработанный силикагель в термосифонных и адсорбционных фильтрах;</li> </ul> <p>Дегидратация твердой изоляции (выделение воды) при практически полном исчерпании ее ресурса и др.</p>	<p>Измерение влагосодержания масла.</p> <p>При достижении предельно-допустимого значения показателя выполнить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- осушку масла;</li> <li>- замену сорбентов в термосифонных фильтрах;</li> <li>- устранить негерметичность трансформатора;</li> <li>- измерение степени полимеризации витковой изоляции для длительно работающих трансформаторов.</li> </ul>	<p>РД 34.45-51.300-97 РД 34.43.107-95</p>



Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
		<p>- трансформаторы 110-220 кВ - через 10 дней и 1 мес. после ввода в эксплуатацию; - трансформаторы 330-750 кВ - через 10 дней, 1 мес. и 3 мес. после ввода в эксплуатацию. В дальнейшем масло из трансфор- маторов напряжением 110 кВ и выше испытывается не реже 1 раза в 4 года. Для негерметичных вводов испытания проводятся при получе- нии неудовлетворительных резуль- татов по следующим показателям масла: - пробивное напряжение, и (или) температура вспышки в за- крытом тигле. Необходимость ис- пытаний определяется техническим руководителем энергопредприятия. Контроль масла герметичных вво- дов производится при получении неудовлетворительных результатов по следующим показателям: сопро- тивление изоляции, и (или) тангенс угла диэлектрических потерь и ем- кость изоляции, и (или) контроль изоляции под рабочим напряжени- ем, а также при повышении давле- ния во вводе сверх допустимых зна- чений, регламентированных завод- ской документацией на вводы. Необходимость испытания опреде- ляется техническим руководителем энергопредприятия, исходя из кон- кретных условий.</p>			

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
		<p>6.6. Содержание механических примесей, % (класс чистоты по ГОСТ 17216-71) не более:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• электрооборудование до 220 кВ включительно – отсутствие (13);</li> <li>• электрооборудование свыше 220 до 750 кВ включительно - не более 0,0030 %.</li> </ul> <p>Периодичность контроля: - у трансформаторов напряжением 110-220 кВ масло испытывается через 10 дней и 1 месяц после ввода в эксплуатацию; - у трансформаторов напряжением 330-750 кВ масло испытывается через 10 дней, 1 месяц и 3 месяца после ввода в эксплуатацию. В дальнейшем масло из трансформаторов напряжением 110 кВ и выше испытывается не реже 1 раза в 4 года. Испытание масла из негерметичных вводов проводятся при получении неудовлетворительных результатов по следующим показателям масла:  <ul style="list-style-type: none"> <li>• пробивное напряжение, и (или)</li> <li>• кислотное число, и (или)</li> <li>• температура вспышки в закрытом тигле</li> </ul>                     Необходимость испытания определяется техническим руководителем энергопредприятия. Контроль масла герметичных вводов производится при получе -</p>	<p>Снижение электрической прочности масла. Возможные неисправности:  <ul style="list-style-type: none"> <li>• истирание крыльчатки вентилятора маслонасоса;</li> <li>• глубокое окисление масла и др.</li> </ul> </p>	<p>Определение содержания механических примесей. При достижении предельно-допустимого значения показателя выполнить:                      - проверку состояния маслонасосов;                      - физико-химический анализ масла;                      - регенерацию масла и др.</p>	<p>РД 34.45-51.300-97, СО 153-34.43.202 (РД 34.43-202), ГОСТ 17216-71 ГОСТ 6370-83 РТМ 34.70-653.83 ГОСТ 6581-75 ГОСТ 5975-79 СО 34.43.212-00 (РД 153-34.1-43.212-00) РД 34.43.107-95</p>

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
		<p>нии неудовлетворительных ре- зультатов по следующим показа- телям:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• сопротивление изоляции, и(или)</li> <li>• тангенс угла диэлектрических- потерь и емкость изоляции, и (или)</li> <li>• контроль изоляции под рабо- чим напряжением, а также при повышении давления во вводе сверх допустимых значений, регламен- тированных заводской документацией на вводы. <p>Необходимость испытания опре- деляется техническим руководите- лем энергопредприятия, исходя из конкретных условий.</p> <p>6.7. Содержание растворимого шлама, % массы, не более 0,005 для силовых трансформаторов, негерметичных вво- дов свыше 110 кВ.</p> <p>Периодичность контроля:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для трансформаторов не реже 1 раза в 4 года;</li> <li>- для негерметичных вводов ис- пытания проводятся при получе- нии неудовлетворительных резу- льтатов по следующим показате- лям масла:</li> <li>• пробивное напряжение, и (или)</li> <li>• кислотное число, и (или)</li> <li>• температура вспышки в закрытом тигле.</li> </ul> <p>Необходимость испытания определяется техническим руководителем энерго- предприятия, исходя из конкретных условий.</p> </li></ul>	<p>Загрязнение твердой изоляции, обуславливающее опасное перерас - пределение напряжения на участках, либо загрязнение масла, снижающее его электрическую прочность.</p> <p>Пробой масла с загрязненных частей.</p> <p>Возможные неисправности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• отработанный силикагель в тер- мосифонных фильтрах;</li> <li>• загрязнение твердой изоляции;</li> <li>• загрязнение масла.</li> </ul>	<p>Определение шлама в эксплуатационных трансформаторных маслах.</p> <p>При достижении предельно-допустимого зна- чения показателя выполнить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- измерение диэлектрических характеристик изо- ляции;</li> <li>- измерение тангенса угла диэлектрических по- терь масла;</li> <li>- измерение пробивного напряжения масла;</li> <li>- измерение содержания ионола в масле;</li> <li>- измерение влагосодержания в масле;</li> <li>- измерение степени полимеризации длительно работающих трансформаторов;</li> <li>- хроматографический анализ растворенных в масле газов.</li> </ul> <p>При необходимости выполнить;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- замену силикагеля в термосифонных фильтрах;</li> <li>- регенерацию или замену масла;</li> <li>- отмывку изоляции регенерационным маслом при степени полимеризации твердой изоляции более 500 ед.</li> </ul>	<p>ГОСТ 34.45-51.300-97 РД 34.43.105-89 ГОСТ 3484.3-88 ГОСТ 6581-75 СО 34.43.208-95 (РД 34.43.208-95) РД 34.43.105-89 СО 34.43.209-97 (РД 34.43.107-95) Приложение 4 СО 34.46.302-00 (РД 153-34.0-46.302-00) СО 34.46.303-98 (РД 34.46.303-98)</p>

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностиро- вания	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
		<p>6.8. Оптическая мутность трансформаторного масла герметичных высоковольтных вводов 110 кВ и выше: - не более 40 м<sup>-1</sup>.</p> <p>Периодичность контроля: - необходимость анализа и периодичность контроля определяется техническим руководителем предприятия после 10 лет эксплуатации ввода.</p>	<p>Коллоидное старение масла.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ведет к снижению электрической прочности масляного канала, насыщению отложений, особенно на внутренней поверхности нижней фарфоровой крышки, металло-содержащими коллоидными частицами и опасному перераспределению напряжения на участках.</li> <li>• Локальные повышения напряженности электрического поля ведут к развитию ионизационных процессов, снижению длительной электрической прочности и развитию пробоя.</li> </ul>	<p>Измерение оптической мутности трансформаторного масла.</p> <p>При достижении предельно-допустимого значения показателя выполнить: - замену ввода или ремонт с частичной разборкой, заменой масла, очисткой внутренней поверхности фарфоровой крышки и последующими испытаниями.</p>	<p>Приложение 6</p>
7.	Хроматографический анализ газов, растворенных в масле силовых трансформаторов	<p>Оценка состояния и характер возможных дефектов производится в соответствии с рекомендациями РД 153-34.0-46.302-00 по критериям: - граничных концентраций газов, растворенных в масле трансформаторов; - отношений концентраций паров газов; - скорости нарастания газов в масле.</p> <p>Периодичность контроля: - трансформаторы напряжением 110 кВ мощностью менее 60 МВА и блочные трансформаторы собственных нужд - через 6 мес. после включения и далее не реже 1 раза в 6 мес. ; - трансформаторы напряжением 110 кВ мощностью 60 МВА и более, а также все трансформаторы 220 - 500 кВ в течение первых суток, через 1, 3 и 6 мес. после включения и далее - не реже 1 раз в 6 мес. - трансформаторы напряжением 750 кВ - в течение первых суток, через 2 недели, 1, 3 и 6 месяцев после включения и далее - не реже 1 раза в 6 мес.</p>	<p>Перегревы токоведущих соединений и элементов конструкции остова. Электрические разряды. Возможные неисправности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• неудовлетворительная изоляция листов электротехнической стали остова;</li> <li>• нарушение изоляции стяжных шпилек или накладок, ярмовых балок с образованием короткозамкнутого контура;</li> <li>• общий нагрев и недопустимый местный нагрев от магнитных полей рассеяния в ярмовых балках, бандажах, прессующих кольцах и винтах;</li> <li>• неправильное заземление магнитопровода;</li> <li>• нарушение изоляции амортизаторов и шипов поддона, домкратов и прессующих колец при распрессовке и др.;</li> <li>• выгорание контактов переключающих устройств;</li> <li>• ослабление и нагрев места крепления электростатического экрана;</li> <li>• обрыв электростатического экрана;</li> <li>• ослабление винтов компенсаторов отвода НН и шпильки проходного изолятора;</li> <li>• лопнувшая пайка элементов обмотки</li> <li>• замыкание параллельных и элементарных проводников обмотки;</li> </ul> <p>ускоренное старение и/или увлажнение твердой изоляции</p>	<p>Проведение хроматографического анализа газов, растворенных в масле.</p> <p>При достижении предельно-допустимых значений показателей выполнить обследование трансформатора в соответствии с п. 1.3.4 изложенной выше «Методики определения технического состояния маслонаполненных силовых трансформаторов ГЭС».</p>	<p>РД 34.45-51.300-97 СО 34.46.302-00 (РД 153-34.0-46.302-00) СО 34.46.303-98 (РД 34.46.303-98)</p>

Положение об организации работ по обеспечению надежности и эффективности  
энергопроизводства ОАО «Колымаэнерго» БЕ № 1 ОАО РАО «ЕЭС России» - Приложение 3

№ п/п	Объект диагностирования	Предельно-допустимое значение контролируемого показателя. Периодичность контроля.	Наиболее вероятные причины и механизм повреждения. Возможные неисправности.	Метод диагностирования. Мероприятия при достижении предельно-допустимого значения контролируемого показателя.	Стандарты, примечания
8.	Тепловизионный контроль состояния трансформаторов и высоковольтных вводов	Оценка состояния проводится в соответствии с РД 34.45-51.300-97 и СО 34.0-20.363-99 (РД 153-34.0-20.363-94)	<p>Опасные локальные нагревы частей трансформатора, нарушения в работе системы охлаждения, контактных соединений и др.</p> <p>Возможные неисправности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• опасное понижение уровня масла во вводе;</li> <li>• увлажнение или зашламление верхней части остова ввода;</li> <li>• наличие короткозамкнутого контура в расширителе герметичных маслонаполненных вводов серии ГБМТ - 220 / 2000;</li> <li>• нарушение состояния контактных соединений;</li> <li>• нарушения в работе системы охлаждения и др.</li> </ul>	Проведение тепловизионного контроля. При достижении предельно-допустимых значений показателей выполнить хроматографический анализ растворенных в масле газов.	РД 34.45-51.300-97, СО 34.46.302-00 (РД153-34.0-46.302-00), СО 34.46.303-98 (РД 34.46.303-98)

## 10. Перечень действующих стандартов

1. ГОСТ 1497-84. Металлы. Методы испытания на растяжение.
2. ГОСТ 12503-75. Сталь. Методы ультразвукового контроля. Общие требования.
3. ГОСТ 14782-86. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые».
4. ГОСТ 21105-87. Контроль неразрушающий. Магнитно-порошковый метод.
5. ГОСТ 9012-59. Металлы. Метод испытаний. Измерение твердости по Бринелю.
6. ГОСТ 22761-77. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринелю переносными твердомерами статического действия.
7. ГОСТ 10243-75. Сталь. Методы испытаний и оценка микроструктуры.
8. ГОСТ 9454-78. Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах.
9. ГОСТ 18442-80. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.
10. ГОСТ 6996-66. Сварные соединения. Методы определения механических свойств.
11. ГОСТ 28702-90. Контроль неразрушающий. Толщинометры ультразвуковые. Общие технические требования.
12. ГОСТ 14249-89. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчёта на прочность.
13. ГОСТ 26755-89. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчёта на прочность укрепления отверстий.
14. ГОСТ 25859-83. Сосуды и аппараты стальные. Нормы и методы расчёта на прочность при малоцикловых нагрузках.
15. ГОСТ 16860-88. Деаэраторы термические. Типы, основные параметры, приемка, методы контроля.
16. ГОСТ 981. Масла нефтяные. Метод определения стабильности против окисления.
17. ГОСТ 1547. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.
18. ГОСТ 6370. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.
19. ГОСТ 12068. Масла нефтяные. Метод определения времени деэмульсации.

- 20.ГОСТ 17216-2001. Чистота промышленная. Класс чистоты жидкостей.
- 21.ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 22.ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельнодопустимые значения напряжений прикосновения и токов. (1 – IV – 88).
- 23.ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования безопасности. (1 – I – 95).
- 24.ГОСТ 12.1.014-84 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Метод измерения концентраций вредных веществ индикаторными трубками. (1 – VII – 90).
- 25.ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 26.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 27.ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности. (1 – VIII – 78) (2– VIII – 81) (3 – I – 84) (4 – IX – 88).
- 28.ГОСТ 12.3.018-79. Система стандартов безопасности труда. Системы вентиляционные. Методы аэродинамических испытаний.
- 29.ГОСТ 1516.1-76. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кв. Требования к электрической прочности изоляции.
- 30.ГОСТ 1516.2-76. Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжения 3 кв и выше. Общие методы испытания электрической прочности изоляции.
- 31.ОСТ 26-2044-83. Швы стыковых и угловых сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Методика ультразвукового контроля.
- 32.ОСТ 26 01-84- 78. Швы сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Методика магнитопорошкового контроля.
- 33.ПБ 03-384-00. Правила проектирования, изготовления и приемки сосудов и аппаратов стальных сварных.
- 34.ПБ 03-584-03. Правила проектирования, изготовления и приемки сосудов и аппаратов стальных сварных
- 35.СО 34.20.501-03. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Приказ Минэнерго России № 229 от 19.06.2003.
- 36.РД 03-606-03. Инструкция по визуальному и измерительному контролю
- 37.РТМ 17.017-97. Методические указания по обнаружению трещин акустическим методом в сварных соединениях разнотолщинных

- трубных систем с литыми элементами.
- 38.СО 153-34.17.439-2003 (РД 34.17.439-96). Инструкция по продлению срока службы сосудов, работающих под давлением.
  - 39.РД 03-421-01. Методические указания по проведению диагностирования технического состояния и определению остаточного срока службы сосудов и аппаратов.
  - 40.СО 34.43.102-96. Инструкция по эксплуатации нефтяных турбинных масел.
  - 41.СО 153-34.43.104-88. Методические указания по вводу присадок в турбинное масло Тп-22С и Тп-30.
  - 42.СО 34.43.106-2001. Инструкция по приёмке, хранению и эксплуатации огнестойких турбинных масел.
  - 43.СО 34.43.204-2001. Масла турбинные нефтяные и огнестойкие. Метод количественного определения антикоррозионных свойств.
  - 44.СО 34.43.209-97. Экспресс-метод определения антиокислительной присадки в свежих и эксплуатационных маслах.
  - 45.СО 34.43.210-00. Масла турбинные нефтяные и огнестойкие. Метод определения объёмного воздухосодержания масла.
  - 46.СО 34.43.211-00. Масла турбинные нефтяные и огнестойкие. Метод определения деаэрирующих свойств.
  - 47.РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования.
  - 48.ТИЗ4-70-004-82. Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях.
  - 49.МУЗ4-70-103-85. Методические указания по проведению вибрационных испытаний турбо- и гидрогенераторов.
  - 50.Сборник распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть. Часть 1.
  - 51.ПБ 03-581 –03. Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов.
  - 52.РД 34.40.601 –97. Методические указания по обследованию баков аккумуляторов горячей воды.
  - 53.РД 10-08-92 с изм. №1 (РД 100-175(08)-98) Инструкция по надзору за изготовлением, ремонтом и монтажом подъемных сооружений.
  - 54.ПБ 10-382-00 (с попр. 2001) Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.
  - 55.РД 10-197-98 Инструкция по оценке технического состояния болтовых и заклепочных соединений.
  - 56.ПБ 10-61 1-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации подъемников (вышек).
  - 57.РД 10-138-97 (с изм. 1 -РДИ 1 0-349(138)-00) Методические указания. Комплексное обследование крановых путей грузоподъемных машин.



- 58. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
- 59. РД 36-62-00 Оборудование грузоподъемное. Общие технические требования.
- 60. РД 22-28-36-01 Краны грузоподъемные. Типовые программы и методики испытаний (вкл. ИТОс 22-01-01 "Инструкция по проведению технического освидетельствования грузоподъемных кранов").
- 61. РД 10-112-96 Методические указания по обследованию грузоподъемных машин с истекшим сроком службы.
- 62. ПБ 10-518-02 Правила устройства и безопасной эксплуатации строительных подъемников.
- 63. ПБ 10-558-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации лифтов.
- 169. ГОСТ 12.2.063-81. Арматура промышленная трубопроводная. Общие требования безопасности.
- 170. ГОСТ 9544-93 Нормы герметичности затворов запорной арматуры.

Приложение 1

Формуляры, заполняемые эксплуатирующей организацией

П 1.1. Решение по установлению возможности и срока безопасной эксплуатации

УТВЕРЖДАЮ:  
Управляющий  
АО-энерго  
\_\_\_\_\_  
(ф.и.о.)  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 200 г.

РЕШЕНИЕ

\_\_\_\_\_  
(наименование предприятия)

№ \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_  
(дата)

ПО УСТАНОВЛЕНИЮ ВОЗМОЖНОСТИ  
И СРОКА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

\_\_\_\_\_  
(гидротурбины, гидрогенератора, трансформатора)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 200 г.

Комиссия в составе:

Председатель комиссии,  
Главный инженер АО-энерго \_\_\_\_\_  
(ф.и.о.)

Заместитель председателя \_\_\_\_\_  
(должность, ф.и.о.)

Члены комиссии:  
Главный инженер АО-электростанции \_\_\_\_\_  
(наименование организации, ф.и.о.)

Начальник лаборатории металлов \_\_\_\_\_  
(ф.и.о.)

Представитель \_\_\_\_\_  
(наименование организации, должность, ф.и.о.)

Рассмотрела следующую техническую документацию:

1. Подробная техническая характеристика оборудования

\_\_\_\_\_  
2. Подробное описание уровня технического состояния оборудования на момент обследования

\_\_\_\_\_  
3. \_\_\_\_\_  
4. \_\_\_\_\_  
5. \_\_\_\_\_

Перечисленная техническая документация и объем работ, проведенных при обследовании, соответствует требованиям (указать НТД).

На основании вышеизложенного комиссия решила:

1. Перечисленное ниже оборудование в соответствии с классификационной шкалой работоспособности оборудования может быть допущено к эксплуатации при номинальных режимах и продолжительностью, установленной техническими условиями, инструкциями, циркулярами и другими РД.

2. Перечисленное ниже оборудование в соответствии с классификационной шкалой работоспособности оборудования может быть допущено к эксплуатации только при пониженных режимах эксплуатации и в ограниченный период, по истечении которого необходимо выполнение восстановительных работ.

3. Установить следующие режимы эксплуатации обследованного оборудования.

3.1. \_\_\_\_\_ ст. № \_\_\_\_\_ зав. № \_\_\_\_\_ рег. № \_\_\_\_\_  
(тип)

считать пригодным к дальнейшей эксплуатации сроком на \_\_\_\_\_ на рабочих параметрах \_\_\_\_\_.

3.2. Разрешить дальнейшую эксплуатацию \_\_\_\_\_ ст. № \_\_\_\_\_ с параметрами \_\_\_\_\_ с суммарной наработкой \_\_\_\_\_ ч.

4. Предусмотреть следующие корректирующие мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации обследованного оборудования:

4.1. \_\_\_\_\_  
(наименование оборудование, мероприятие, срок выполнения)

4.2. \_\_\_\_\_  
(наименование оборудование, мероприятие, срок выполнения)

4.3. \_\_\_\_\_  
(наименование оборудование, мероприятие, срок выполнения)

Подписи членов комиссии

\_\_\_\_\_  
(ф.и.о., подпись)

\_\_\_\_\_  
(ф.и.о., подпись)

\_\_\_\_\_  
(ф.и.о., подпись)

\_\_\_\_\_  
(ф.и.о., подпись)

П 1.2. Заявка на проведение работ по техническому диагностированию и продлению срока безопасной эксплуатации оборудования

На бланке предприятия

Руководителю

\_\_\_\_\_  
(наименование Специализированной организации)

Ф.И.О. \_\_\_\_\_

Адрес \_\_\_\_\_

**ЗАЯВКА**

\_\_\_\_\_  
(наименование и реквизиты предприятия-заявителя)  
просит провести в период \_\_\_\_\_  
(указать сроки проведения)  
работы по техническому диагностированию и продлению срока безопасной работы  
\_\_\_\_\_  
(наименование оборудования)

Приложение: Сведения об оборудовании (оформляются в соответствии с подразделом П 1.2).

Оплату гарантируем.

Реквизиты: \_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_ (должность) \_\_\_\_\_ (Ф.И.О., подпись)

М.П.

Главный бухгалтер \_\_\_\_\_ (Ф.И.О., подпись)

Исполнитель \_\_\_\_\_ (Ф.И.О., № телефона)

П 1.3. Сведения о техническом состоянии оборудования

П 1.3.1. Гидротурбина

Гидротурбина \_\_\_\_\_ изготовлена на \_\_\_\_\_  
(тип) (предприятие-изготовитель)

Краткие технические характеристики: \_\_\_\_\_

Станционный номер	Регистрационный номер	Заводской номер	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Наработка на момент обследования, ч; год; количество пусков	Сведения о реконструкции
1	2	3	4	5	6	7

Подпись руководителя - владельца \_\_\_\_\_

## **Методика определения технического состояния маслонаполненных силовых трансформаторов ГЭС**

### 1.1. Общие положения

Методика распространяется на масляные трансформаторы ГЭС (ниже для краткости - трансформатор) с номинальным напряжением 110 кВ и выше, а также на масляные трансформаторы собственных нужд. Обследования трансформаторов должно производиться по проводимой ниже методике, которая может быть дополнена с учетом конкретных местных условий.

Целью обследования являются:

- определение технического состояния трансформатора;
- оценка возможности его дальнейшей эксплуатации;
- определение, если необходимо и целесообразно, мероприятий по устранению выявленных дефектов и рекомендаций по дальнейшей эксплуатации;
- обоснования, при необходимости, решения о замене трансформатора.

В основу методики положены основные действующие для эксплуатируемых трансформаторов нормативно-технические документы [ 1, 2 ].

Обследование трансформаторов состоит из нижеследующих этапов:

1. Сбор, обобщение и анализ данных о предшествующей эксплуатации обследуемого трансформатора, включая результаты ранее проводившихся обследований, сведения о дефектах и повреждениях, а также основные данные о надежности аналогичных трансформаторов на данном и других объектах.

2. Обследование и испытания трансформатора в рабочем и отключенном состоянии до слива масла.

3. Обследование трансформатора после слива масла из бака.

Обследования должны выполняться по системе, имеющей три уровня контроля.

Первый уровень контроля должен включать контроль состояния масла и электрические характеристики в соответствии с 9.2 в основу которого положено РД “Объем и нормы испытаний электрооборудования” [ 2 ].

Второй уровень контроля, уточняющий состояние трансформаторов, должен определяться в зависимости от конкретных местных условий работы и результатов первого уровня контроля и отражаться в рабочих программах их реализации.

Третий уровень контроля состояния, проводимый после вывода трансформатора из эксплуатации по результатам первого и (или) второго уровней контроля либо вследствие повреждения, выполняется по специальной программе, составленной индивидуально для данного трансформатора.

В соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [ 1 ] ремонт трансформаторов (капитальный, текущий) и их составных частей (РПН, системы охлаждения и др.) выполняется по мере необходимости в зависимости от их технического состояния, определяемого измерениями, испытаниями и внешним осмотром.

### 1.2. Организация работ по техническому диагностированию масляных трансформаторов ГЭС

Работы, определяемые “Регламентом определения технического состояния масляных трансформаторов ГЭС”, выполняются, в основном, силами персонала ГЭС.

Привлекаются:

- ОАО “ВНИИЭ” - головная организация в РАО “ЕЭС России” в области диагностики трансформаторного оборудования, проведения его обследования, оценки технического состояния;
- специализированные организации - фирма ОРГРЭС, ИФХ РАН, заводы

1.3. Методические подходы к определению технического состояния маслонаполненных силовых трансформаторов ГЭС

1.3.1 Обследование должно охватывать все элементы трансформатора - основные и вспомогательные. Полное обследование состояния трансформаторов, отработавших определенные стандартами минимальные сроки службы, должно, как правило, совмещаться с капитальными ремонтами.

1.3.2. Оценка состояния силовых трансформаторов в эксплуатации ведется по комплексу контролируемых показателей и их нормативам. Основным документом, регламентирующим перечень испытаний трансформаторов при вводе в работу и в процессе эксплуатации, предельно-допустимые значения контролируемых показателей и периодичность контроля, является “Регламент определения технического состояния маслонаполненных силовых трансформаторов ГЭС”, составленный на основании РД “Объем и нормы испытаний электрооборудования” [ 2 ].

1.3.3. Основой для принятия решения о возможности продолжения эксплуатации силовых трансформаторов является состояние его основных элементов: сердечника и обмоток, включая все элементы их твердой изоляции, замена которых требует значительных затрат. При приемлемом для дальнейшей эксплуатации их состоянии остальные элементы, включая масло, вводы, переключатели ответвлений должны находиться в исправном состоянии: при необходимости, возможные дефекты должны быть устранены или проведена их замена.

1.3.4. Обследование трансформатора после слива масла из бака:

- осмотр обмоток, контактных соединений, сердечника;
- испытание изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей, ярем и прессующих колец относительно активной стали (магнитопровода) и ярмовых балок относительно активной стали и электростатических экранов относительно обмоток и магнитопровода.

При осмотре внутренней части трансформатора следует особое внимание уделять возможным признакам повышенного нагрева магнитопровода, его конструктивных элементов, обмоток, контактов переключателя ответвлений и соединительных проводников. Должна оцениваться степень механической плотности обмоток, износа их изоляции, наличия загрязнения поверхности изоляции и т.п.

Важнейшими показателями дальнейшей работоспособности обмоток являются:

- степень их механического закрепления, в частности, отсутствие опасных деформаций, вызванных большими сквозными токами коротких замыканий или несинхронных включений работающих в блоке с ними генераторов;
- механический износ изоляции межвитковой и межбарьерной, характеризующий степенью полимеризации.

Для первого показателя необходимо очень тщательно измерять сопротивление короткого замыкания между обмотками -  $Z_k$  и проверять, как отмечалось выше, состояние обмоток визуально.

1.3.5. Объективным показателем, позволяющим оценивать степень износа изоляции обмоток, является степень полимеризации. Ресурс бумажной изоляции обмоток считается исчерпанным при снижении степени полимеризации бумаги до 250 единиц [ 2 ].

1.3.6. При отсутствии недопустимых степеней износа изоляции и неустранимой деформации обмоток, а также при отсутствии распрессовки сердечника, при нагреве первых и вторых в пределах норм можно считать трансформатор пригодным для дальнейшей эксплуатации.

1.4. Литература

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М: СПО ОРГРЭС, 2003 г.

2. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300-97. М: ЭНАС, 1998.

### **Методика по определению остаточного ресурса бумажной изоляции трансформаторов по измерению степени полимеризации**

Настоящая методика составлена на основе данных исследований ОАО "ВНИИЭ" и ИФХ РАН процессов деградации изоляции обмоток эксплуатируемых силовых трансформаторов по измерениям степени полимеризации и продуктов ее старения.

Настоящая методика распространяется на трансформаторы всех классов напряжения.

Методика включает:

- методику синтеза и регенерации растворов кадмийэтилендиаминового комплекса для определения степени полимеризации целлюлозной твердой изоляции силовых трансформаторов;
- методику определения степени полимеризации целлюлозной фракции бумажно-масляной изоляции силовых трансформаторов;
- инструкцию по охране труда и технике безопасности при работе по синтезу и эксплуатации растворов кадмийэтилендиаминового комплекса для определения степени полимеризации целлюлозной фракции бумажно-масляной изоляции силовых трансформаторов.

#### **П 4.1. Методика синтеза и регенерации растворов кадмийэтилендиаминового комплекса для определения степени полимеризации целлюлозной твердой изоляции силовых трансформаторов**

##### 1. Общие положения

Кадоксен – водный раствор этилендиаминового комплекса кадмия ( $Cd(en)_3(OH)_2$ ). Получается растворением окиси или гидроокиси кадмия в растворе этилендиамина. Кадоксен бесцветен, прозрачен и устойчив в течение 1,5 лет в температурном интервале 0 – 25 °С.

Полностью растворяет твердую целлюлозную изоляцию (небеленую целлюлозу), независимо от ее степени полимеризации, при концентрации  $Cd \geq 5,5$  % весовых и концентрации этилендиамина 27 – 28 % весовых.

Растворы целлюлозы в кадоксене обладают устойчивыми вязкостными характеристиками и используются для определения степени полимеризации твердой целлюлозной изоляции силовых трансформаторов в эксплуатации.

Поскольку кадоксен является высокотоксичным реагентом, работа с ним требует строгого соблюдения инструкций по технике безопасности.

##### 2. Аппаратура и реактивы

###### 2.1 Оборудование для синтеза кадоксена

- |  |         |
|--|---------|
| 1) Электромотор  | – 1 шт. |
| 2) Колба трехгорловая (1 л) с притертой или резиновой пробкой и турбиновой или винтовой мешалкой | – 2 шт. |
| 3) Термометр стеклянный (-10 – 0)°С  | – 2 шт. |
| 4) Латр  | – 1 шт. |
| 5) Фильтр Шотта № 2 (2 л)  | – 2 шт. |
| 6) Колба Бунзена (2 л) с резиновым кольцом   | – 1 шт. |
| 7) Водоструйный насос или резиновая груша  | – 1 шт. |
| 8) Бюретки для титрования  | – 2 шт. |
| 9) Штатив химический с лапкой  | – 1 шт. |



10) Воронка стеклянная	– 1 шт.
11) Баня водяная (5 л)	– 1 шт.
12) Холодильник для перегонки этилендиамина	– 1 шт.
13) Круглодонная колба (1л) из термостойкого стекла	– 1 шт.
14) Коническая колба (приемник, 1л)	– 1 шт.
15) Дьюар для сухого льда	– 1 шт.
16) Центрифуга (25, V = 250 мл)	– 1 шт.
17) Холодильник бытовой для реактивов	– 1 шт.
18) Набор ареометров	- 1 шт.
19) Печь муфельная для прокаливания Cd (OH) <sub>2</sub>	- 1 шт.
20) Тигли керамические (V= 250 мл)	- 3 шт.

## 2.2. Необходимые реактивы

- 1) Этилендиамин 50% водный раствор, ТУ 6-09-146 или технический (90 %).
- 2) Окись кадмия (CdO).
- 3) Трилон Б – 0,1 Н раствор, ХЧ.
- 4) Индикаторы: метилоранж, хромоген черный ЕТ-ОО.
- 5) Аммиак водный – 1,0 Н раствор, ХЧ.
- 11) Цинковая пыль, ХЧ.
- 12) Сухой лед.
- 13) Хлористый натрий, ХЧ.
- 14) Серная кислота, фиксажы нормадозы.
- 15) Аммония хлорид, ЧДА

## 3. Приготовление кадоксена

50 или 90 % (товарный) раствор этилендиамина перегоняют над цинковой пылью, или стружками, отбирая фракцию, кипящую при 118<sup>0</sup>С. Затем определяют содержание этилендиамина. Для этого в коническую колбу с притертой пробкой (250 мл) берут навеску этилендиамина (0,1 г), прибавляю 15-20 мл воды и 2 капли метило-ража. Оттитровывают 1,0 Н раствором серной кислоты до розового окрашивания (раствор в точке эквивалентности имеет «цвет чайной розы»). Содержание этилендиами-на вычисляют по формуле:

$$\text{ЭД (\%)} = (V * N * 0,03 * 100) / a,$$

где а – навеска этилендиамина, г;

V – количество 1 Н раствора серной кислоты, израсходованного на титрование, мл;

N – нормальность раствора серной кислоты;

0,03 – масса этилендиамина, соответствующая 1 мл 1 Н раствора серной кисло-ты.

Далее, из концентрированного раствора готовят 29 % раствор, например:

Из товарного этилендиамина получено перегонкой над цинковой пылью получен «свежеперегнаный» ( V=310 мл) с концентрацией (С) по результатам титрования 90,56%. Плотность (ρ) раствора, измеренная ареометром составила 0,996 г/мл.

1) Масса этилендиамина составляет:

$$M_{\text{ЭД}} = V\rho C = 310 * 0,996 * 0,9056 = 279,06 \text{ (г)}$$

2) Масса воды в 310 мл перегнанного раствора составляет:

$$\rho V - M_{\text{ЭД}} = 308,16 - 279,06 = 29,1 \text{ (г)}$$

3) Всего воды в приготовляемом 29% растворе этилендиамина:

$$M_{\text{H}_2\text{O}} = 71 * 279,06 / 29 = 683,1 \text{ (г) или (мл)}$$

4) К 310 мл перегнанного раствора этилендиамина следует добавить воды:

$$683,1 - 29,1 = 654 \text{ (г) или (мл)}$$

Получили 964 мл 29% раствора этилендиамина.

5) Окись кадмия взвешивается на аналитических весах в пластмассовый или стеклянный стакан из расчета 80 г CdO на 1000 мл 29 % раствора этилендиамина, то – есть в рассматриваемом примере:

$$M_{\text{CdO}} = 964 \cdot 80 / 1000 = 77,2 \text{ г.}$$

1 л 29% раствора этилендиамина (в рассмотренном примере – 964 мл) помещают в трехгорлую колбу (рис. 1), которую охлаждают при перемешивании раствора лопастной мешалкой с помощью ледяной бани (раствор хлористого натрия в воде с добавками сухого льда) до  $-3^{\circ}\text{C}$ . Динамику охлаждения раствора наблюдают по изменениям показаний термометра в трехгорлой колбе. При этом, необходимо следить за тем, чтобы количество льда в водяной бане не превышало 2/3 по объему, а также за тем, чтобы трехгорлая колба не была затерта и разрушена образующимся в бане льдом.

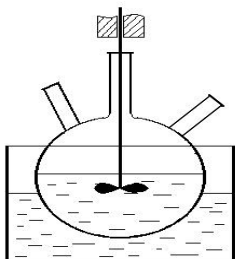


Рис.1: Схема установки для синтеза кадоксена.

В охлажденный раствор при интенсивном перемешивании в течение 1 – 1,5 часов шпателем небольшими порциями добавляют окись кадмия (80 г на 1 л; для рассмотренного примера расчета – 77,2 г). При этом, температура охлаждаемого раствора не должна подниматься выше, чем  $0^{\circ}\text{C}$ . Каждую следующую порцию окиси кадмия засыпают в трехгорлую колбу спустя 1 - 2 минуты после исчезновения коричневого окрашивания раствора. После введения всего количества окиси кадмия раствор продолжают перемешивают еще 45-60 минут при температуре ниже  $0^{\circ}\text{C}$ . Затем трехгорлую колбу с кадоксеном оставляют в холодильнике до следующего дня (минимум 8-10 часов), чтобы образовавшаяся гидроокись кадмия осела на стенках колбы. Затем раствор сливают в фильтр Шотта (№ 2, V = 1 л) и фильтруют в колбу Бунзена посредством водоструйного насоса.

В том случае, если после этих операций раствор оказался мутным или опалесцирующим, его подвергают центрифугированию небольшими порциями, а затем фильтруют вновь. Прозрачный раствор сливают в темную склянку с притертой пробкой и хранят в холодильнике при температуре  $T \leq 0^{\circ}\text{C}$ .

#### 4. Метрологическая аттестация кадоксена.

**Для определения содержания этилендиамина в кадоксене в коническую колбу (250 мл) отбирают 1 г кадоксена, контролируя его вес на аналитических весах, добавляют 20 мл воды и далее титруют серной кислотой в присутствии метилоранжа, как это описано выше.**

Содержание кадмия определяют следующим образом: в коническую колбу взвешивают на аналитических весах 0,3 г кадоксена, прибавляют 20 мл воды, 1 мл буферного раствора (в 1 л раствора содержится 570 мл 23 % раствора аммиака и 70 г хлористого аммония, рН = 10), добавляют индикатор – хромоген черный (1 весовая часть хромогена на 200 частей хлористого натрия) и оттитровывают 0,1 М раствором трилона Б, фиксируя переход от фиолетового к синему в отраженном свете.

Содержание кадмия (%) вычисляют по формуле:

$$C (\%) = (0,1124 \cdot V \cdot M \cdot 100) / a,$$

где V – количество 0,1 М раствора трилона Б, пошедшее на титрование, мл;

M – молярность раствора трилона Б;

0,1124 – масса кадмия, соответствующая 1 мл 0,1 М раствора трилона Б.

Полученные растворы кадоксена содержат, обычно, этилендиамина –  $27,7 \pm 0,5 \%$  и кадмия –  $5,6 \pm 0,2 \%$ . Удельный вес растворов составляет 1,06-1,09 мг/мл.

#### 5.Регенерация кадоксена.

Использованный кадоксен (кадоксеновый раствор целлюлозы) сливают обычно в склянку с надписью "Слив кадоксена" (не более 1 л). Затем раствор перегоняют, отбирая фракцию по достижению температуры 118°C. При этом, комплексы целлюлозы с кадоксеном термически разрушаются. Полученный этилендиамин возможно укрепить свежеперегнанным товарным этилендиамином и использовать вновь для синтеза кадоксена.

Оставшуюся гидроокись кадмия прокаливают в керамических тиглях в муфельной печи при 400-600°C до полного разложения и образования окиси, которую затем используют вновь.

Иначе, использованный кадоксен необходимо сдавать на станцию спецочистки в пластмассовых бутылках с надписью "Высокотоксичные отходы".

#### **П 4.2. Методика определения степени полимеризации целлюлозной фракции бумажно-масляной изоляции силовых трансформаторов**

##### 1. Общие положения

Определение степени полимеризации твердой целлюлозной изоляции производится по вязкостным характеристикам проб изоляции в растворах кадмийэтилендиаминового комплекса (кадоксена), не разрушающих макромолекулы целлюлозы в процессе ее растворения и обладающих стабильными вязкостными характеристиками.

**При этом лигноуглеводный комплекс изоляции, включающий лигнин в количестве 3% весовых растворяется полностью.**

2. Оборудование для определения степени полимеризации твердой целлюлозной изоляции.

- |   |         |
|---|---------|
| 1) Термостат для определения степени полимеризации  | – 1 шт. |
| 2) Вискозиметр стеклянный типа ВПЖ-1, ВПЖ-2, ВПЖ-4.   | – 3 шт. |
| 3) Колбы конические с притертыми стеклянными пробками (шлиф 14, V = 25 мл, вес не более 12 ± 2 г) | – 8 шт. |
| 4) Пипетка химическая (V = 5 мл)  | – 2 шт. |
| 5) Пипетка химическая (V = 10 мл)   | – 2 шт. |
| 6) Пипетка химическая (V = 25 мл)   | – 1 шт. |
| 7) Фильтр Шотта № 2 (1) (V = 20 – 3 мл)   | – 2 шт. |
| 8) Зажимы химические  | – 2 шт. |
| 9) Шкаф сушильный T = 200°C (ШСВ)   | – 1 шт. |
| 10) Холодильник бытовой для реактивов   | --1 шт. |
| 11) Весы аналитические ВЛЭ-200  | – 1 шт. |
| 12) Колба Бунзена с воронкой Бюхнера  | 1 шт.   |

##### 3. Необходимые реактивы

- 1) Раствор кадмийэтилендиаминового комплекса (кадоксен)
- 2) Спирт этиловый, ректификат
- 3) Бензол, ХЧ.
- 4) Эфир серный, ХЧ.
- 5) 1,4 –диоксан, ХЧ.

4. Отбор образца бумажной изоляции из силового трансформатора и подготовка его к анализу.

Для объективной оценки износа изоляции обмоток трансформатора необходимо проводить измерение степени полимеризации образца витковой изоляции, взятого из зоны обмотки, имеющей наибольшую температуру при эксплуатации трансформатора, чему отвечает образец с верхних катушек обмоток. Отбор образца витковой изоляции выполняется на отключенном трансформаторе при его капитальном ремонте, ревизии активной части или при подсливе масла через люки. При затруднении в отборе витковой изоляции обмоток, наиболее представительным может являться образец бумажной изоляции, отобранный с отвода в зоне верхней катушки обмотки НН, в доступном, наиболее приближенном к обмотке месте.

Следует подчеркнуть, что представительность заложенных в трансформатор образцов целлюлозной изоляции, а также образца барьерной изоляции в отношении достигнутого уровня деструкции изоляции обмоток не обеспечивается в полной мере, поскольку такие образцы расположены в баке трансформатора в условиях, не отвечающих наиболее нагретой зоне.

Отбор изоляции требует большой аккуратности, чтобы не повредить витковую изоляцию трансформатора, что может привести в дальнейшем к выходу трансформатора из строя.

Для проведения анализа в соответствии с изложенной ниже методикой необходимо отобрать 1-2 г наружного слоя бумажной изоляции витка. При этом нет необходимости, чтобы отобранный образец изоляции был единым куском, достаточны фрагменты размером 6-8 мм.

При возможности отбора витковой изоляции обмоток в доступном месте одной из верхних катушек острым перочинным ножом или скальпелем аккуратно вырезаются фрагменты внешнего слоя бумажной изоляции витка, прорезание других слоев не допускается. При этом, размер вырезаемого образца должен быть по высоте меньше высоты витка и располагаться внутри, с некоторым зазором, между верхним и нижним краем витка, а по ширине – не выходить за ширину намоточной бумаги, чтобы не нарушить плотность намотки. В противном случае делается подизоляция витка полоской высушенной кабельной бумаги или лакотканью.

При наличии хрупкой и ветхой изоляции из внешнего слоя витка отбираются необходимые фрагменты в месте ее отслоения.

Отобранный образец изоляции помещается между слоями фильтровальной бумаги и хранится в полиэтиленовом пакете при комнатной температуре в защищенном от света месте.

Проводят визуальный осмотр отобранного из трансформатора образца твердой целлюлозной изоляции. Пробу для анализа отбирают в месте, ближайшем к видимым повреждениям, т.е. в месте наибольшего риска, поскольку при эксплуатации оборудования общепринято прогнозировать наихудший сценарий развития ситуаций.

Рассмотрим последовательность операций, на примере конкретного осуществления:

ПРИМЕР:

#### ПРОТОКОЛ

Исследования витковой целлюлозной изоляции обмоток  
(трансформатор АТ – 2, АТДТЦН – 125000/220/110, зав. № 90415, ПС Цементная, Северные электрические сети ОАО «Брянскэнерго»)

1. Визуальный осмотр:

Изоляционная бумага, в целом, без видимых признаков физико – химического старения в процессе эксплуатации, имеет местные повреждения – карбонизированные участки вследствие воздействия дугового разряда.

2. Отбор пробы для анализа: отобран образец в количестве 0,5г на расстоянии 1,5 – 2 мм от карбонизированного участка.

3. Подготовка пробы включает в себя отмывку пробы целлюлозной изоляции без потери ее массы от масла и присадок системой не разрушающих поли – и олигосахариды органических растворителей по (7) и водой при 90 С с последующим инклюдированием и осушкой.

Твердую целлюлозную изоляцию (0.5 - 1 г) расщепляют вдоль мест склейки, измельчают (250 меш.) и отмывают от клея и трансформаторного масла и присадок тремя порциями 1,4 - диоксана по 30 мл, затем – спиртобензольной смесью (50/50 % объемных) при модуле 1 : 20 в течение двух часов. Затем образец переносят на воронку Бюхнера и промывают последовательно диоксаном, дистиллированной водой при 90<sup>0</sup> С, этиловым спиртом и серным эфиром. Затем изоляцию высушивают при 105<sup>0</sup>С в течение 6-8 часов до постоянного веса (7). Полученные таким образом образцы целлюлозной твердой изоляции хранят в эксикаторе над пятиокисью фосфора вплоть до измерения вязкости их кадоксеновых растворов.

### 5. Измерение вязкостных характеристик и расчет степени полимеризации целлюлозной изоляции

В коническую колбу объемом 25 мл на аналитических весах с точностью до четвертого знака отбирают навеску измельченной и подготовленной целлюлозной изоляции (0,02 г). Затем добавляют 10 мл кадоксена. Раствор взвешивают и его концентрацию рассчитывают из следующего соотношения:

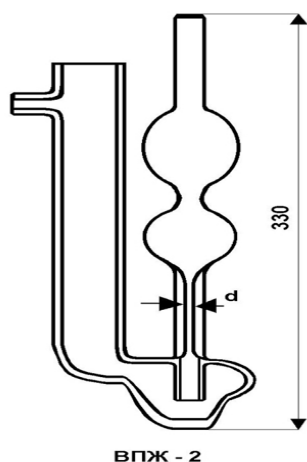
$$C \text{ (г/мл)} = (c_k * (100 - \text{ц}) * a) / \text{в},$$

где  $c_k$  – плотность кадоксена, г/мл;

ц – влажность целлюлозы, % (для "абсолютно-сухой", т.е. высушенной до постоянного веса при 105 <sup>0</sup>С – ц = 2 %, для "воздушно-сухой" – ц = 6 %.

а – навеска целлюлозы, г;

в – вес раствора целлюлозы в кадоксене, г.



Раствор закрывают притертой стеклянной пробкой и периодически встряхивают до полного растворения образца изоляции, определяемого визуально (примерно, 40 мин., но не менее 20 мин.). Затем оставляют колбу с раствором в холодильнике на один час (раствор устойчив более суток с момента изготовления при 0<sup>0</sup>С).

По истечении одного часа (или на следующий день) раствор фильтруют через фильтр Шотта № 1 в колбу объемом 25-30 мл и 8-10 мл его пипеткой заливают в колено вискозиметра, помещенного в термостат или, в зависимости от конструкции, термостатируемый стеклянный стакан при 20<sup>0</sup>С (± 0,1<sup>0</sup>С). Тип используемых вискозиметров представлен на рис.2.

рис.2.

Их оптимальные характеристики для достижения времени истечения раствора не менее 100 с, обеспечивающего необходимую точность виско- зиметрических измерений, приведены в таблице 1.

Таблица 1.

Характеристики используемых вискозиметров.

№.п.п	Марка и тип вискозимера	Диаметр Капилляра, мм	Диапазон измеряемой кинематической вязкости, сСт
1.	ВПЖ – 1 (Вискозиметр Убеллоде)	0,54	2 – 10
2.	ВПЖ – 2	0,56	2 – 10
3.	ВПЖ –4 (Вискозиметр Оствальда)	0,62	2 – 10

При выполнении анализа описанным ниже «экстраполяционным» методом следует использовать Вискозиметр Убеллоде (ВПЖ – 1) или ВПЖ – 2, в котором положение нижнего висящего уровня фиксировано, и средняя величина гидростатического давления, под действием которого происходит истечение раствора из капилляра, не зависит от объема жидкости в резервуаре [9]. При этом, раствор полимера при измерениях вязкости при нескольких концентрациях раствора разбавляют непосредственно в вискозиметре.

При необходимости определения относительной вязкости при нескольких концентрациях раствора посредством вискозиметра Оствальда (ВПЖ – 4) готовят 40 – 50 мл раствора целлюлозной изоляции в кадоксене с концентрацией 2 г/л, разбавлением аликвотных частей которого затем готовят не менее двух растворов меньших концентраций с тем, чтобы число измеряемых растворов составляло не менее трех. Далее поочередно измеряют время истечения равных объемов приготовленных растворов и растворителя (кадоксена), очищая вискозиметр между измерениями, как это описано ниже.

Термостатирование раствора в вискозиметре перед измерениями времени истечения проводят не менее 20 минут. ( В летнее время при температуре оборотной воды  $>20^{\circ}\text{C}$  при термостатировании возможно использовать лед из дистиллированной воды, который для поддержания температуры в термостате порциями добавляют в термостат.)

Затем измеряется время истечения раствора через капилляр вискозиметра посредством секундомера. Измерения ведут до полной сходимости результата (не менее 5 раз). Далее раствор разбавляют несколько раз (не менее двух), доливая в колено вискозиметра по 1- 2 мл кадоксена и замеряя при этом время истечения раствора ( $\tau$ ) при каждой операции разбавления. Затем, промыв вискозиметр 2-3 раза чистым кадоксеном, замеряют время истечения чистого растворителя ( $\tau_0$ ).

После окончания экспериментов использованный кадоксен сливают в склянку с надписью "Слив" для последующей регенерации, а использованную посуду моют сначала большим количеством водопроводной воды. Затем ополаскивают хромпиком и моют дистиллированной водой до "полного стекания". После этого сушат в сушильном шкафу, избегая "отпотевания" посуды.

Результаты измерений сводят в таблицу, как это показано ниже для приведенного примера :

4. Измерения вязкости:

Дата: 3.07.01

Объект: витковая целлюлозная изоляция.

Навеска: 0.0151г

Растворитель: кадоксен ( плотность при  $20^{\circ}\text{C}$  - 1.098 г/мл).

Тип вискозиметра: Убеллоде (№ 1), секундомер двухстрелочный, № \_\_\_\_\_

Взято в вискозиметр: 5 мл раствора.

Температура опыта:  $20 \pm 0,1^{\circ}\text{C}$

Таблица 2.

Времена истечения, с, кадоксена ( $\tau_0$ ) и раствора изоляции ( $\tau_1$ - $\tau_5$ ) при разбавлении.

№ замера п/п.	$\tau_0$	$\tau_1$	$\tau_2$ (+1мл)	$\tau_3$ (+1мл)	$\tau_4$ (+1мл)	$\tau_5$ (+1 мл)
1.	143,3	225,2	209,1	198,5	190,4	184,5
2.	143,4	224,9	209,3	198,0	190,2	184,8
3.	143,8	224,5	208,8	198,2	190,2	184,5
4.	143,7	225,3	209,2	198,0	190,4	184,5
5.	143,4	225,0	208,8	198,0	190,2	184,5
6.	–	–	–	198,2	190,4	–
Среднее	143,5	225,0	209,0	198,1	190,3	184,5

### 5. Обработка результатов измерений.

Удельную вязкость находят из усредненных значений времен истечения по следующей формуле:

$$z_{уд.} = (\phi_{р-ра} / \phi_{р-ля}) - 1, \quad (1)$$

где  $\phi_{р-ра}$  – время истечения раствора;

$\phi_{р-ля}$  – время истечения растворителя.

Из тех же данных находят относительную вязкость по формуле:

$$\eta_{отн.} = \tau_{р-ра} / \tau_{р-ля}. \quad (2).$$

С учетом изменения концентрации при разбавлении для всех случаев находят величины  $z_{уд.}/C$  и  $\ln \eta_{отн.}/C$  (приведенные удельная и относительная вязкости). Результаты измерений и расчетов сводят в таблицу 3, которая для рассматриваемого примера выглядит следующим образом:

Таблица 3.

Обработка результатов измерений.

№.п.п.	$V_1 + V_2, \text{мл}^*$	$C, \text{г/100мл}$	$\tau, \text{с}$	$\eta_{уд.}$	$\eta_{уд.}/C$	$\eta_{отн.}$	$\ln \eta_{отн.}/C$
1	5	0	143,5	-	-	-	-
2	5	0,146	225,0	0,568	3,898	1,568	3,081
3	6	0,121	209,0	0,456	3,773	1,456	3,107
4	7	0,103	198,1	0,381	3,685	1,381	3,130
5	8	0,090	190,3	0,326	3,620	1,326	3,136
6	9	0,080	184,5	0,285	3,569	1,285	3,141

\* Здесь  $V_1 + V_2$  – общий объем раствора в вискозиметре,  $C$  – концентрация раствора в вискозиметре  $\tau$  - среднее время истечения растворов,  $\eta_{уд.}$  и  $\eta_{уд.}/C$  – удельная и приведенная удельная вязкости соответственно, а  $\eta_{отн.}$  и  $\ln \eta_{отн.}/C$  – относительная и приведенная относительная вязкости соответственно.

Характеристическую вязкость раствора  $[\eta]$  твердой целлюлозной изоляции находят экстраполяцией зависимостей  $z_{уд.}/C = f(C)$  и  $\ln \eta_{отн.}/C = f(C)$  к нулевой концентрации посредством стандартной программы аппроксимации Origin для Windows или аналогичной.

Результаты аппроксимации для приведенного примера представлены ниже:

$$(z_{уд.}/C) = (3,1719 \pm 0,0017) + (4,973 \pm 0,016) C, \quad [z_x] = 3,1719.$$

$$\ln \eta_{отн.}/C = (3,2150 \pm 0,0085) - (0,8765 \pm 0,0767) C, \quad [\eta] = 3,215$$

В случае расхождения результатов экстраполяции величину  $[\eta]$  определяют, как среднюю из двух, полученных экстраполяцией значений  $[\eta]$ . Для рассматриваемого примера 1.  $[\eta] = 3,19345$ . «Поправкой на кинетическую энергию», составляющей менее 2 % измеряемой величины вязкости ( в пределах ошибки измерений), возможно пренебречь (9).

**Средневязкостную степень полимеризации целлюлозной фракции рассчитывают из соотношения:**

$$[z_x] = 7,1 * 10^{-3} * P^{0,94} \quad (3).$$

Для приведенного примера  $P_v = 664$ . (изоляция работоспособна).

### 6. Экспресс - метод определения средневязкостной степени полимеризации целлюлозной твердой изоляции силовых трансформаторов

В тех случаях, когда на основе комплекса показателей требуется немедленная оценка состояния силового трансформатора для принятия решения, определение характеристической вязкости и степени полимеризации может быть выполнено экспресс – методом по одной точке. При этом, составляется «протокол экспресс – определения степени полимеризации целлюлозной изоляции обмоток», включающий, помимо результатов из-

мерений, визуальный анализ, и краткое описание процедуры отбора пробы. После подготовки пробы для анализа, готовят раствор целлюлозы в кадоксене концентрацией, примерно, 2 г/л. Затем, измеряют однократно время истечения аликвотных частей раствора и чистого растворителя. Измерения проводят также, как это было описано выше, используя вискозиметр любого из описанных типов (наиболее удобен в этом случае вискозиметр Оствальда типа ВПЖ – 4). При использовании вискозиметра Оствальда, в него заливают один и тот же определенный объем раствора и чистого растворителя для исключения влияния на измерения гидростатического давления. Для расчета характеристической вязкости растворов целлюлозы в кадоксене при этом используют следующее уравнение:

$$[\eta] = ((1+2\eta_{уд})^{0,5}-1)/C \quad (4)$$

Результаты измерений и расчетов сводят в таблицу. Например, для первого измерения (то - есть «по одной точке») приведенного выше примера имеем:

Таблица 4.

Результаты экспресс - определения характеристической вязкости твердой целлюлозной изоляции трансформатора АДТЦН - 125000/220/110, зав.№ 90415 (ОАО «Брянскэнерго»):

V,мл	C, г/100мл	$\tau_0$ , с	$\tau$ , с	$\eta_{уд}$	$[\eta]$
5	0,146	143,5	225,0	0,568	3,161

Средневязкостную степень полимеризации ( $P_v$ ) рассчитывают так же, как и для  $[\eta]$ , полученной методом экстраполяции по уравнению (3). В данном случае она равна 657, то – есть, несколько ниже, чем при определении экстраполяционным методом (664). Некоторое расхождение значений  $[\eta]$  и  $P_v$ , определенных «точечным» методом и методом экстраполяции приведенных вязкостей к нулевой концентрации связано с тем, что реологические вязкостные параметры чувствительны к молекулярным весам и молекулярной неоднородности целлюлозы. В области значений степени полимеризации изоляции обмоток 550 и выше подобные расхождения не являются существенными, поскольку такая изоляция работоспособна достаточно долгое время. В диапазоне значений степени полимеризации ниже 500 для расчета значений  $P_v$ , определяющих ресурс следует пользоваться экстраполяционным методом определения характеристической вязкости растворов твердой целлюлозной изоляции в кадоксене.

#### **П 4.3. Инструкция по охране труда и технике безопасности при работе по синтезу и эксплуатации растворов кадмийэтилендиаминового комплекса для определения степени полимеризации целлюлозной фракции бумажно-масляной изоляции силовых трансформаторов**

##### 1. Общие требования безопасности

1.1. Эксплуатация установок для синтеза кадоксена и для измерения степени полимеризации целлюлозных фракций разрешена при наличии подробного методического описания.

1.2. При эксплуатации установок необходимо пользоваться заводскими инструкциями входящих в них приборов (термостат У-7С или аналогичный; ЛАТР).

1.3. За безопасность проведения работ по синтезу кадоксена и измерению степени полимеризации (СП) отвечает:

\_\_\_\_ Ф.И.О. \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ должность \_\_\_\_\_ /  
\_\_\_\_ Ф.И.О. \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ должность \_\_\_\_\_ /

1.4. К работе по синтезу кадоксена и измерению степени полимеризации допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медосмотр и не имеющие медицинских противопоказаний к работе во вредных и особо вредных условиях труда, первичный инст-



руктаж по безопасности ведения работ, обучение на рабочем месте и проверку знаний в комиссиях по ТБ института.

1.5. Работа по синтезу кадоксена и измерению степени полимеризации должна проводиться при наличии в лаборатории не менее двух сотрудников, один из которых имеет удостоверение государственного образца на право работы с соединениями кадмия.

2. Возможные виды опасности при работе по синтезу кадоксена и измерению степени полимеризации

2.1. При работе с открытыми порошками оксида кадмия возможны поражения пылевыми частицами оксида кадмия (см. п. 6.2.).

2.2. При работе с жидким этилендиамином возможны ожоговые поражения открытых частей тела, а также раздражающее действие и аллергическое действие на кожу.

2.3. При работе с раствором кадмийэтилендиаминового комплекса возможно поражение работающего этилендиамином и комплексом кадмия  $Cd(en)_3(OH)_2$  резорбтивным путем.

2.4. При работе по отмывке целлюлозной изоляции возможно отравление парами диоксана.

3. Требования безопасности перед началом работы

3.1. На время синтеза кадоксена все другие работы на химическом объекте прекращаются. Присутствие в лаборатории сотрудников, непосредственно не связанных с работой по синтезу строго воспрещается.

3.2. Установка для синтеза кадоксена собирается в вытяжном шкафу или в месте наличия местной вытяжки.

3.3. Обязательна проверка установки "на холостом ходу".

3.4. Сотрудники, непосредственно проводящие синтез, должны кроме лабораторного халата надеть защитные очки, респираторы и резиновые перчатки.

3.5. При подготовке образцов для измерения СП достаточно надеть новые перчатки.

4. Требования безопасности во время работы

4.1. Работы по синтезу кадоксена и измерению СП проводятся в строгом соответствии с методикой.

4.2. Все операции по измерению СП, связанные с использованием органических растворителей, проводятся в местном вытяжном устройстве.

4.3. При измерении СП все операции по приготовлению растворов целлюлозы равно, как и измерение времен их истечения, производятся только резиновой грушей или автоматической пипеткой, съемные наконечники которой отмываются затем большим количеством водопроводной воды, споласкиваются однократно хромпиком, а затем промываются дистиллированной водой.

5. Требования безопасности по окончании работы

5.1. После синтеза кадоксена установка разбирается, а трехгорловая колба с растворителем закрывается притертыми пробками и ставится в холодильник для реактивов на одни сутки.

5.2. Кадоксен следует хранить в герметических темных склянках с узким горлом только в холодильнике для реактивов.

5.3. После проведения синтеза кадоксена в лаборатории необходимо произвести влажную уборку.

5.4. Все дальнейшие работы с растворителем проводить в резиновых перчатках под вытяжкой.

5.5. Отработанные растворы целлюлозы в кадоксене и первая промывная вода сливаются в специальную склянку с надписью "Слив кадоксена" и подлежит сдаче на станцию спецочистки, как высокотоксичные отходы или обязательной рекуперации. Затем вискозиметр промывается большим количеством водопроводной воды.

## 6. Требования безопасности в аварийных ситуациях

6.1. В случае, если трехгорловая колба в процессе синтеза растворителя разбилась (при контакте с мешалкой или при затирании ее льдом), вылившийся в водяную баню раствор собрать и подвергнуть рекуперации или сдать на станцию спецочистки, как высокотоксичные отходы.

6.2. Токсикологические свойства реагентов, меры первой помощи при отравлениях и меры предупреждения несчастных случаев при работе по синтезу кадоксена и измерению СП.

1) Окись кадмия.

### Физические свойства.

Коричневые кристаллы или аморфная масса. При нагреве выше 900°С разлагается; плотность кристаллической модификации 8,15, аморфной – 6,95. ПДК = 0,1 мг/м<sup>3</sup>.

### Токсикологические свойства.

При остром отравлении пылью или дымом CdO явления интоксикации наступают спустя 10-36 часов (иногда – от 30 минут до 2 часов). В этот период наблюдаются раздражения слизистых оболочек верхних и глубоких дыхательных путей, сладкий вкус во рту, а также боль в области лба, головокружение, слабость, тошнота, боль в подложечной области. Возникают трахеит, бронхит, бронхиолит с приступами судорожного кашля с мокротой, сильной одышкой и синюхой; часто развивается пневмония (нередко геморрагическая), отек легких; возникают боли в области грудины, в суставах, застойные явления (расширение сердца, увеличение печени); в единичных случаях – кровавые рвота и понос.

Ранние симптомы хронического отравления (обычно после двух лет работы) – снижение обоняния вплоть до полной его утраты, "кадмиевый насморк", желто-золотое окрашивание десен у шейки зуба («кадмиевая кайма»), головная боль, головокружение, нарушение аппетита, желудочные боли, тошнота, рвота, похудание. В последующем развиваются носовые кровотечения, трещины и корки на слизистой, изъязвления и прободение носовой перегородки, хронические ларингофаринготрахеиты, эмфизема легких, явления прогрессирующего пневмосклероза с признаками нарастающей кислородной недостаточности, выраженные формы неврастения и вегетативные неврозы, общая астения и кахексия, желудочно-кишечные расстройства, поражения печени, почек.

При благоприятном исходе после острого отравления – медленное выздоровление; при тяжелых формах – смерть от отека легких или бронхопневмонии на пятый день.

При выраженном хроническом отравлении прогноз неблагоприятен – возможна полная инвалидность или смерть от эмфиземы легких и ее осложнений, а также в результате поражения почек; заболевание легких прогрессирует, несмотря на прекращение работы с CdO; отмечается предрасположение к туберкулезу.

### Неотложная терапия.

Вынести пострадавшего на свежий воздух. Обеспечить максимальный покой, тепло. При раздражении дыхательных путей – тепло-влажные ингаляции 2 % раствором NaHCO<sub>3</sub>, питье теплого молока с содой, или щелочной минеральной водой. При

упорном кашле – кодеин, дионин, горчичники на грудную клетку. В случае начинающегося отека легких – кислородная терапия (рекомендуют 40-60 %  $O_2$  во вдыхаемом воздухе); внутривенное введение  $CaCl_2$  (по 10-20 мл 10 % раствора), 40 % раствора глюкозы (20 мл) с аскорбиновой кислотой (500 мг); сердечные средства (кофеин, внутривенно коргликон, строфантин); кровопускание (200-250 мл). При обильном истечении отечной жидкости – отсасывание ее из трахеи, интубация.

Меры предупреждения несчастных случаев и индивидуальная защита при работе с CdO в процессе приготовления кадоксена.

Соединения CdO очень ядовиты. При этом плохорастворимые соединения (CdO) действуют, в первую очередь, на органы дыхания и желудочно-кишечный тракт.

Резорбтивное действие проявляется в поражении центральной и периодической нервной системы, внутренних органов, главным образом, сердца, почек, печени, скелетной мускулатуры и костной ткани.

Механизм действия заключается в угнетении активности ряда ферментных систем в результате блокирования карбоксильных, аминных и особенно SH-групп белковых молекул.

Необходимо местное вытяжное устройство для установки получения кадоксена.

При работе с CdO используют респираторы "лепесток", "астра", РПГ-67, защитные очки, глухой халат, или комбинезон из гладкой ткани. Резиновые перчатки и перчатки. А также – полоскание рта в течение дня и после работы.

Этилендиамин.

Физические свойства.

Бесцветная маслянистая жидкость. Смешивается с водой и спиртом. На воздухе дымит. На воздухе дымит. В техническом продукте содержится не менее 90 %. ПДК = 2 мг/м<sup>3</sup>.

Токсикологические свойства.

Этилендиамин может вызывать слабое раздражение кожи лица и слизистой оболочки носа, астмоидный бронхит, приступы бронхиальной астмы, гипертрофические изменения слизистой носоглотки. Обнаружено влияние на центральную нервную систему и вегетативно-сосудистые нарушения; функциональные нарушения печени.

Наблюдается раздражающее и аллергическое действие на кожу. Жидкий этилендиамин, не смытый с кожи, может вызвать ожог.

Неотложная терапия.

При поражениях этилендиамином необходим чистый воздух, смена одежды, а также промывание водой или 2 % борной кислотой слизистых глаз, носа, ротовой полости, 10 мг витамина B<sub>6</sub>, 0,05 мг димедрола. Для успокоения кашля – кодеин (0,015 г), по показаниям – сердечные средства. При острых дерматозах и обострении экземы – влажные повязки со свинцовой водой, буровской жидкостью, пасты и мази типа "синалар", "лакокортен".

Меры предупреждения несчастных случаев и индивидуальная защита при работе.

Необходимо использовать резиновые перчатки, спецодежду из плотной ткани. Немедленное удаление этилендиамина, попавшего на кожу.

3) 1,4-диоксан.

Физические свойства.

Горючая жидкость, температура плавления 11,8°C, температура кипения 101,3°C, плотность 1,03375 (20°C/4°C), давление паров 28 мм рт. ст. (20°C), взрывоопасная концентрация в смеси с воздухом: 1,97-22,5 %. Смешивается с водой и спиртом,

стойк при комнатной температуре. ПДК = 10 мг/м<sup>3</sup>. при стоянии в диоксане накапливаются взрывчатые перекиси.

Токсикологические свойства.

Яд наркотического типа действия, избирательно влияет на печень и почки, вызывая в них необратимые изменения. Обладает кумулятивными свойствами.

Стадии отравления:

1) Раздражение носоглотки, насморк, кашель, раздражение глаз. Позже эти симптомы ослабевают. Во время работы также наблюдается головокружение, головная боль, потеря аппетита, тошнота, рвота; после 16-24 часового перерыва эти симптомы проходят.

2) Желудочные симптомы усиливаются, присоединяется боль в животе, увеличение печени, чувство холода. Выздоровление наступает через несколько недель.

3) Присоединяется поражение почек, выражающееся в задержке мочеотделения, уремии.

Неотложная терапия.

Пострадавшему необходим чистый воздух, покой, тепло, крепкий сладкий чай или кофе. Врачебное наблюдение. При головных болях, головокружении, болях в животе – госпитализация.

Меры предупреждения несчастных случаев и индивидуальная защита при работе.

Нельзя применять диоксан в условиях открытого испарения. Необходима надлежащая вентиляция помещений.

## МЕТОДИКА ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ВЛАЖНОСТИ ТВЕРДОЙ ИЗОЛЯЦИИ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗМЕРЕНИЯ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ИЗОЛЯЦИИ ИХ ОБМОТОК

Настоящая методика составлена на основе данных измерений ОАО "ВНИИЭ" и "ЗТЗ Сервис" диэлектрических характеристик бумажной изоляции, употребляемой в трансформаторостроении, и связи между ними и диэлектрическими характеристиками изоляции обмоток, получаемых при измерении на трансформаторах в эксплуатации, а также диэлектрических характеристик масла.

Настоящая методика распространяется на трансформаторы напряжением 110 кВ и выше мощностью 60 МВА и более.

В методике изложены критерии оценки влажности изоляции по данным измерения диэлектрических характеристик.

1. Исходные данные для определения влажности твердой изоляции:

- емкость (С) и тангенс угла диэлектрических потерь ( $\text{tg}\delta$ ) междуобмоточной изоляции, измеренные на отключенном от сети и отсоединенном от ошиновки трансформаторе через 2 часа или более после отключения, либо прогревом индукционным способом до температуры верхнего слоя масла не менее  $60^{\circ}\text{C}$ ;
- температура верхнего слоя масла в трансформаторе во время измерения тангенса угла потерь и емкости междуобмоточной изоляции;
- тангенс угла потерь масла ( $\text{tg}\delta_{\text{м}}$ ) трансформатора, измеренный при той же температуре;
- схема расположения обмоток (ближайшая к стержню, баку, промежуточные).
- заводской чертеж "установка обмоток" для трансформаторов данного типа

2. Определение влажности изоляции по тангенсу угла диэлектрических потерь

2.1. Для двухобмоточного трансформатора определяются емкость (С) и тангенс угла диэлектрических потерь ( $\text{tg}\delta$ ) междуобмоточной изоляции по нормальной схеме мостом Шеринга, когда электродами являются обмотка высшего напряжения В, к которой присоединяют высоковольтный вывод испытательного трансформатора, и обмотка низшего напряжения Н, к которой присоединяют вывод Сх моста Шеринга, а экран Э моста и второй вывод испытательного трансформатора заземляют.

2.2. Для трехобмоточных трансформаторов выбираются три пары обмоток: высшего-среднего ВС, среднего-низшего СН и высшего-низшего ВН напряжений, причем третью обмотку (низшего- Н, высшего- В и среднего- С напряжения) заземляют, а измерение производят соответственно для каждой пары прилежащих обмоток, всего два раза.

2.3. Для трехобмоточного трансформатора с расщепленными обмотками, например низшего напряжения, выбирают пару обмоток, а две другие обмотки заземляют, и измерение делают для каждой выбранной пары прилежащих обмоток, всего три раза.

По измеренному тангенсу угла диэлектрических потерь междуобмоточной изоляции ( $\text{tg}\delta$ ) и тангенсу угла диэлектрических потерь масла ( $\text{tg}\delta_{\text{м}}$ ), измеренному при той же температуре, при которой измерен ( $\text{tg}\delta$ ), определяется тангенс угла диэлектрических потерь ( $\text{tg}\delta_{\text{т}}$ ) твердой изоляции:

$$\text{tg}\delta = K_{\text{т}} \cdot \text{tg}\delta_{\text{т}} + K_{\text{м}} \cdot \text{tg}\delta_{\text{м}} \quad (1), \text{ где:}$$

$K_{\text{т}}$ ,  $K_{\text{м}}$  - коэффициенты влияния на  $\text{tg}\delta_{\text{ВН}}$  тангенсов угла потерь  $\text{tg}\delta_{\text{т,м}}$  твердой изоляции и масла:

$$K_{\text{т}} = \frac{V_{\text{т}} * (\Theta_{\text{т}} + \alpha \Theta_{\text{м}})^2 + V_{\text{м}} \Theta_{\text{т}}}{(\Theta_{\text{т}} + \alpha \Theta_{\text{м}}) * (V_{\text{м}} + \Theta_{\text{т}} V_{\text{т}} + \alpha \Theta_{\text{м}} V_{\text{т}})} \quad (2)$$

$$K_{\text{м}} = \frac{\alpha V_{\text{м}} \Theta_{\text{т}}}{(\Theta_{\text{т}} + \alpha \Theta_{\text{м}}) * (V_{\text{м}} + \Theta_{\text{т}} V_{\text{т}} + \alpha \Theta_{\text{м}} V_{\text{т}})} \quad (3)$$

где:

$V_{T,M}$  - коэффициенты заполнения промежутка между обмотками низшего и высшего напряжения твердой изоляцией и маслом по окружности обмоток, а  $\Theta_{T,M}$  - то же по радиусу;

$$V_{T,M} = \frac{S_{T,M}}{S_T + S_M}, \quad \text{где } S_T - \text{сумма ширин реек по средней длине окружностей обмоток; } S_M - \text{сумма расстояний между рейками по средней длине окружностей обмоток.}$$

$\Theta_{T,M} = \frac{l_{T,M}}{l_T + l_M}, \quad \text{где } l_T - \text{сумма толщин барьеров между обмотками по радиусу; } l_M - \text{сумма толщин барьеров между обмотками по радиусу.}$

При этом  $\alpha$  - отношение диэлектрических проницаемостей маслопропитанной твердой изоляции и масла, равное почти точно 2,  $V_T + V_M = 1$ ,  $\Theta_T + \Theta_M = 1$ ,  $K_T + K_M = 1$ .

Если данные о конструктивных размерах изоляции отсутствуют, то следует принять:

$$K_T \sim 0.6, \quad K_M \sim 0.4. \quad (4)$$

$$\text{Из (1) } \operatorname{tg} \delta_T = \frac{\operatorname{tg} \delta - K_M \operatorname{tg} \delta_M}{K_T} \quad (5)$$

2.4. При известных величинах тангенса угла диэлектрических потерь твердой изоляции ( $\operatorname{tg} \delta_T$ ) и изоляции Т общее влагосодержание (W) определяется по графику (рис.1).

2.5. Данная методика определения влажности твердой изоляции недействительна при наличии сильного загрязнения масла продуктами его старения. В этом случае формула ( 1 ) может дать отрицательное значение  $\operatorname{tg} \delta_T$ , что является признаком сильного загрязнения масла.

2.6. Осуществление контроля в изоляции зон между обмотками трансформатора вполне достаточно. При желании можно контролировать изоляцию трансформатора также в зонах между сердечником и внутренней обмоткой и между наружной обмоткой и баком. В этом случае используется перевернутая схема измерения мостом Шеринга, которая дает завышение емкости и занижение тангенса угла диэлектрических потерь примерно на 10% за счет влияния емкости вводов. В этом случае высоковольтный вывод трансформатора и не подлежащую испытанию обмотку присоединяют к экрану моста, а к испытываемой обмотке присоединяют вывод Сх.

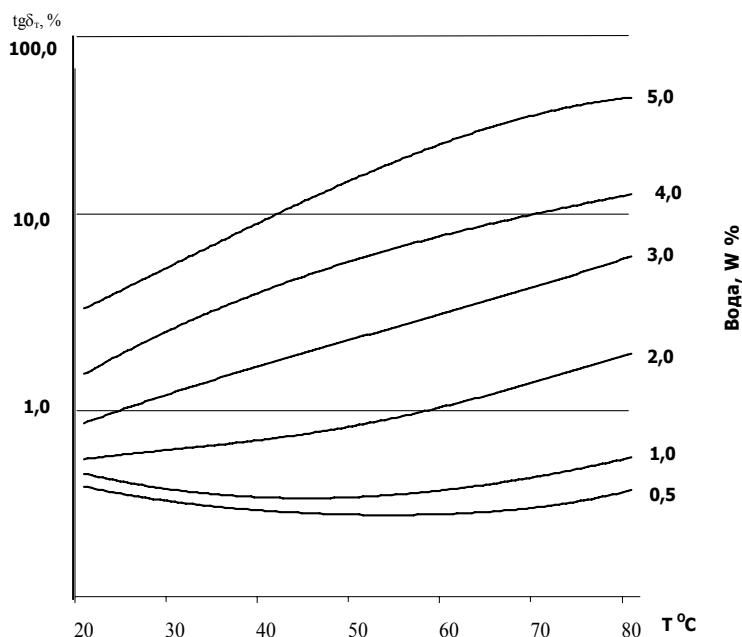


Рис. 1. Зависимость тангенса угла потерь маслопропитанной целлюлозной изоляции от температуры и влажности

## **Методика измерений оптической мутности трансформаторного масла**

### **1. Общие положения**

Настоящая методика составлена на основе данных измерений мутности трансформаторного масла при обследовании ОАО «ВНИИЭ» высоковольтных герметичных вводов трансформаторов, оценке диагностической ценности использования данного показателя, а также исследований влияния коллоидно-дисперсных процессов на изоляционные характеристики масляного канала высоковольтных герметичных вводов трансформаторов.

Настоящая методика распространяется на герметичные высоковольтные вводы трансформаторов напряжением 110 кВ и выше.

В методике изложена процедура измерений оптической мутности трансформаторного масла, критерии оценки развития коллоидно-дисперсных процессов, приводящих к снижению электрической прочности масляного канала, анализ результатов.

Методика измерений оптической мутности трансформаторного масла предназначена для оценки развития коллоидно-дисперсных процессов на изоляционные характеристики масляного канала высоковольтных герметичных вводов трансформаторов.

Сущность методики заключается в определении оптической плотности трансформаторного масла на длине волны  $\lambda = 490$  нм, измеряемой на угле  $0^0$  к направлению освещающего пучка относительно эталонной жидкости.

### **2. Аппаратура и материалы**

- ⇒ фотометр фотоэлектрический типа КФК-3 или аналогичный, позволяющий проводить измерения на длине волны  $\lambda = 490$  нм;
- ⇒ набор аттестованных измерительных прямоугольных кювет с рабочей длиной 5, 10, 20, 30, 100 мм;
- ⇒ дистиллированная вода.

### **3. Подготовка к измерениям.**

Перед проведением измерений необходимо провести подготовку фотометра для измерений оптической плотности на длине волны  $\lambda = 490$  нм в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

### **4. Выбор кюветы.**

Относительная погрешность измерений оптической плотности достигает минимума при значении оптической плотности 0,4. Поэтому при работе на фотометре рекомендуется путем соответствующего выбора кювет работать вблизи указанного значения оптической плотности.

Предварительный выбор кювет производится визуально по степени мутности исследуемого трансформаторного масла. Если масло имеет большую мутность, следует пользоваться кюветами длиной 5 и 10 мм. В случае слабой мутности рекомендуется работать с кюветами длиной 20 и 50 мм.

В предварительно выбранную кювету заливается исследуемое масло и измеряется его оптическая плотность на выбранной длине излучения. Если величина оптической плотности далека от 0,3 - 0,6, следует испробовать кювету меньшей длины. Если величина оптической плотности меньше 0,3 - 0,2, следует выбрать кювету с большей рабочей длиной.

### **5. Измерение оптической плотности трансформаторного масла.**

Измерение оптической плотности трансформаторного масла производится с помощью фотометра на длине волны  $\lambda = 490$  нм.

В качестве раствора используется дистиллированная вода.

Измерения производятся в следующем порядке:

- ⇒ в предварительно выбранную измерительную кювету залить исследуемое трансформаторное масло;
- ⇒ в кювету такой же длины залить дистиллированную воду;
- ⇒ визуально на просвет оценить необходимое отсутствие пузырьков и посторонних включений в измеряемых образцах;
- ⇒ подготовленные кюветы поместить в измерительный блок фотометра;
- ⇒ далее проводятся измерения значения оптической плотности в соответствии с инструкцией по эксплуатации фотометра.

Значение мутности трансформаторного масла определяется в соответствии с формулой

$$\tau = \frac{D_{\text{отн}}}{0,43 x},$$

где  $D_{\text{отн}}$  - измеренное значение оптической плотности трансформаторного масла на длине волны  $\lambda = 490$  нм;  $x$  - нормируемая длина кюветы (указана на каждой измерительной кювете).

#### 6. Анализ результатов

Значение мутности трансформаторного масла  $40 \text{ м}^{-1}$  и более в высоковольтных герметичных вводах трансформаторов свидетельствует о развитии коллоидно-дисперсных процессов, приводящих к снижению электрической прочности масляного канала.

При достижении значения мутности масла более  $40 \text{ м}^{-1}$  ввод может подлежать замене или ремонту с частичной разборкой, заменой масла и очисткой внутренней поверхности фарфоровой крышки.



**Перечень действующей нормативно-технической документации  
по маслonaполненным силовым трансформаторам  
и высоковольтным вводам**

1. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования.
2. ГОСТ 3484.1-88. Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний.
3. ГОСТ 3484.2-88. Трансформаторы силовые. Испытания на нагрев.
4. ГОСТ 3484.3-88. Трансформаторы силовые. Методы измерений диэлектрических параметров изоляции.
5. ГОСТ 3484.4-88. Трансформаторы силовые. Испытание баков на механическую прочность.
6. ГОСТ 3484.5-88. Трансформаторы силовые. Испытание баков на герметичность.
7. ГОСТ 8008-75. Трансформаторы силовые. Методы испытаний устройств переключения ответвлений обмоток.
8. ГОСТ 20243-74. Трансформаторы силовые. Методы испытаний на стойкость при коротком замыкании.
9. ГОСТ 21023-75. Трансформаторы силовые. Методы измерений характеристик частичных разрядов при испытаниях напряжением промышленной частоты.
10. ГОСТ 22756-77. Трансформаторы (силовые и напряжения) и реакторы. Методы испытаний электрической прочности изоляции.
11. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия.
12. ГОСТ 12965. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия.
13. ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения.
14. ГОСТ 16555-75. Трансформаторы силовые трехфазные герметичные масляные. Технические условия.
15. ГОСТ 17544-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220,330,500 и 750 кВ. Технические условия.
16. ГОСТ 22756-77. Трансформаторы (силовые и напряжения) и реакторы. Методы испытаний электрической прочности изоляции.
17. ГОСТ 24156-80. Устройство регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой. Общие технические условия.
18. ГОСТ 24687-81. Трансформаторы силовые и реакторы электрические. Степени защиты.
19. РД 34.43.107-95. Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле.
20. РД 34.43.105-89. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел.
21. РД 34.51.304-94. Методические указания по применению в энергосистемах тонкослойной хроматографии для оценки остаточного ресурса твердой изоляции по наличию фурановых соединений в масле.
22. Циркуляр Ц-02-88(Э) от 28.12.87. “Об измерениях сопротивления КЗ трансформаторов”.
23. СО 34.43.206-94 (РД 34.43.206-94). Методика количественного химического анализа. Определение содержания производных фурана в электроизоляционных маслах методом жидкостной хроматографии.
24. Международный стандарт IEC 60137. Вводы для переменных напряжений свыше 1000 В.
25. ГОСТ 6581-75. Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний.

26. ГОСТ 5985-79. Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа.
27. СО 34.43.212-00 (РД 153-34.1-43.212-00) Масла турбинные огнестойкие и минеральные. Метод определения температуры самовоспламенения.
28. СО 153-34.43-202 (РД 34.43-202). Масла трансформаторные. Методика определения содержания механических примесей.
29. ГОСТ 17216-71. Промышленная чистота. Класс чистоты жидкостей.
30. ГОСТ 6370-83. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.
31. РТМ 34-70-653-83. Методика определения содержания механических примесей.
32. СО 34.43.208-95 (РД 34.43.208-95). Методика количественного химического анализа. Определение содержания присадки в энергетических маслах методом высокоэффективной жидкостной хроматографии.
33. РД 34.43.105-89. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел. Метод тонкослойной хроматографии для определения содержания ионола в трансформаторном масле.
34. СО 34.43.209-97 (РД 34.43.209-97). Экспресс-метод определения антиокислительной присадки (ионол) в свежих и эксплуатационных турбинных маслах.
35. РД 34.43.105-89. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел. Метод определения шлама в эксплуатационных трансформаторных маслах.
36. СО 34.46.302-00 (РД 153-34.0-46.302-00). Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле.
37. СО 34.46-303-98 (РД 34.46.303-98). Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов.
38. СО 153-34.46.502 (РД 34.46.502). Инструкция по определению характера внутренних повреждений трансформаторов по анализу газов из газового реле.
39. СО 34.0-20.363-99 (РД 153-34.0-20.363-99). Методика инфракрасного контроля электрооборудования и ВЛ.
40. Противоаварийный циркуляр Ц-11-87(Э). “О снижении числа опасных воздействий токов короткого замыкания на обмотки автотрансформаторов 330-500 кВ”.
41. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М: СПО ОРГРЭС, 2003 г.

**Приложение 4  
к Положению**

**Положение  
о взаимоотношениях между генерирующими компаниями,  
электростанциями и подрядными предприятиями,  
выполняющими работы по ремонту  
энергооборудования, зданий и сооружений**

## Приложение № 4

### **Положение о взаимоотношениях между генерирующими компаниями, электростанциями и подрядными предприятиями, выполняющими работы по ремонту энергооборудования, зданий и сооружений**

**(Взамен РД 153-34.1-20-602-2002. «Основные положения и требования договора на выполнение работ по ремонту оборудования электростанций»)**

#### **1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.**

##### **1.1. Область применения**

1.1.1. Настоящее Положение устанавливает порядок, условия и состав взаимоотношений генерирующих компаний, электростанций и подрядных предприятий, выполняющих работы по ремонту энергооборудования, зданий и сооружений.

1.1.2. Настоящее Положение рекомендуется к применению генерирующими компаниями, электростанциями при проведении конкурентных процедур определения подрядчика для ремонта энергооборудования, зданий и сооружений, а также при заключении с ним договора.

Подрядные предприятия – потенциальные участники указанных в предыдущем абзаце конкурентных процедур – могут использовать данное Положение «для информации», однако при этом должны учитывать, что при участии в конкретной конкурентной процедуре им надлежит следовать нормам соответствующей конкурсной или иной закупочной документации. При этом в случае участия в конкурентном отборе подрядным предприятиям рекомендуется детально и всесторонне изучить все существенные условия и особенности выполнения Договора, в т.ч. с посещением при необходимости места производства работ до формирования и подачи своей заявки.

1.1.3. Положение подготовлено для применения в процедурах конкурса. Вместе с тем, его рекомендуется использовать и при внеконкурсных закупках (например, запрос предложений). В последнем случае соответствующим образом по тексту должны быть заменены названия соответствующих процедур и документов (например, «конкурс» на «запрос предложений», «конкурсная документация» на «документация по проведению запроса предложений» и т.п.).

##### **1.2. Правовые основания**

1.2.1. Положение разработано в развитие "Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей" СО 34.04.181-2003 и системы стандартов ОАО РАО "ЕЭС России" по организации закупочной деятельности.

1.2.2. Положение основывается на нормах Гражданского Кодекса РФ и иного федерального законодательства.

##### **1.3. Структура и порядок использования**

1.3.1. Настоящее Положение состоит из 5 разделов:

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.
2. ТИПОВОЙ СОСТАВ ТРЕБОВАНИЙ К УЧАСТНИКУ КОНКУРСА НА ЗАКУПКУ УСЛУГ ПО РЕМОНТУ ОБОРУДОВАНИЯ, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.
3. ТИПОВОЙ ПРОЕКТ ДОГОВОРА НА ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ ПО РЕМОНТУ ОБОРУДОВАНИЯ, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ
4. ОРГАНИЗАЦИОННО - ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ДОГОВОРА
5. ПРИЛОЖЕНИЯ: ТИПОВЫЕ ФОРМЫ ДЛЯ ВКЛЮЧЕНИЯ В СОСТАВ КОНКУРСНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

1.3.2. Раздел 1 содержит общие нормы и описывает порядок применения Положения.

Раздел 2 содержит перечень требований к участникам конкурса по выбору подрядчика для ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, а также требования к предоставляемым участниками конкурса документам.

Раздел 3 содержит Типовой проект Договора, в основе которого лежит проект, входящий в состав Типовой конкурсной документации (Приложение № Г\_2\_8 к Стандарту по организации закупочной деятельности С-ЕЭС ЗД 4 «Проведение закупок»), адаптированный в целях настоящего Положения. Данный проект Договора целесообразно использовать во всех случаях подготовки Договора с подрядными предприятиями, выполняющими работы по ремонту энергооборудования, зданий и сооружений. В случаях, когда это не представляется возможным (например, у Заказчика есть твердо утвержденные типовые формы), настоятельно рекомендуется по крайней мере учесть все существенные условия из раздела 3.

Раздел 4 является приложением 3 к Типовому проекту Договора. С учетом особой специфики данного раздела, его рекомендуется использовать полностью, при этом он может использоваться как приложение к проекту Договора, изложенному в разделе 3, так и к любому иному договору на проведение ремонта энергооборудования, зданий и сооружений.

Раздел 5 содержит типовые формы, включаемые в состав конкурсной документации, упоминаемые в разделе 1.

1.3.3. В любом случае, генерирующие компании, электростанции в зависимости от местных условий и номенклатуры и объемов ремонтных работ, выставляемых на конкурс (иную конкурентную процедуру), а также других факторов, могут применять входящие в состав настоящего Положения требования к участникам конкурса, проект Договора и Организационно-технические условия его выполнения полностью или за исключением отдельных пунктов (разделов), а также конкретизировать, уточнять или изменять отдельные пункты (разделы).

## 2. ТИПОВОЙ СОСТАВ ТРЕБОВАНИЙ К УЧАСТНИКУ КОНКУРСА ПО ВЫБОРУ ПОДРЯДЧИКА ДЛЯ РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.

### 2.1. ТРЕБОВАНИЯ К УЧАСТНИКАМ КОНКУРСА

2.1.1. Участвовать в конкурсе может любое юридическое лицо. Однако чтобы претендовать на победу в конкурсе и получение права заключить с Заказчиком Договор, Участник

конкурса должен отвечать следующим требованиям:

а) Участник конкурса должен обладать управленческой компетентностью и репутацией, необходимыми профессиональными знаниями и опытом (в т.ч. опыт выполнения аналогичных договоров не менее 3 лет, не менее трех аналогичных по объемам договоров ежегодно за последние три года), иметь необходимое ресурсное обеспечение (финансовое, производственное, материально-техническое, трудовое);

б) Участник конкурса должен обладать гражданской правоспособностью в полном объеме для заключения и исполнения Договора (должен быть зарегистрирован в установленном порядке и иметь соответствующие действующие лицензии на выполнение видов деятельности в рамках Договора);

г) Деятельность Участника конкурса должна соответствовать целям и задачам, отраженным в учредительных документах Участника конкурса;

в) Участник конкурса не должен являться неплатежеспособным или банкротом, находится в процессе ликвидации, на имущество Участника конкурса в части, существенной для исполнения Договора, не должен быть наложен арест, экономическая деятельность Участника конкурса не должна быть приостановлена;

г) Лицо, подписывающее заявку и иные документы от имени Участника, должно иметь соответствующие полномочия.

## **2.2. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАМ, ПОДТВЕРЖДАЮЩИМ СООТВЕТСТВИЕ УЧАСТНИКА УСТАНОВЛЕННЫМ ТРЕБОВАНИЯМ**

2.2.1. В связи с вышеизложенным Участник конкурса должен включить в состав Конкурсной заявки следующие документы, подтверждающие его соответствие вышеуказанным требованиям:

а) оригинал или нотариально заверенную копию выписки из Единого государственного реестра юридических лиц, выданную не ранее чем за 30 дней до истечения срока окончания приема конкурсных заявок;

б) нотариально заверенную копию Устава в действующей редакции;

в) заверенные Участником копии документов (приказов, протоколов собрания учредителей о назначении руководителя и т.д.), подтверждающие полномочия лица, подписавшего Конкурсную заявку, а также его право на заключение соответствующего Договора по результатам конкурса. Если Конкурсная заявка подписывается по доверенности, предоставляется оригинал или нотариально заверенная копия доверенности и вышеуказанные документы на лицо, выдавшее доверенность;

г) копии балансов вместе с отчетами о прибылях и убытках предыдущих двух лет и расшифровкой дебиторской и кредиторской задолженности, а также за завершившийся отчетный период текущего года, поданных в установленном порядке в Инспекцию МНС России по месту регистрации Участника конкурса с отметкой об их приеме;

д) оригинал заявления Участника конкурса в произвольной форме о том, что он не является неплатежеспособным, банкротом, не находится в процессе ликвидации или реорганизации, под внешним управлением, на имущество Участника конкурса в части, существенной для исполнения Договора, не наложен арест, экономическая деятельность Участника конкурса приостановлена;

е) нотариально заверенные копии действующих лицензий на виды деятельности, связанные с выполнением Договора вместе с приложениями, описывающими конкретные виды деятельности, на которые у Участника конкурса есть лицензия;

ж) анкету Участника конкурса согласно Приложению 1;

з) оригинал справки о выполнении аналогичных по характеру и объему работ Договоров по форме согласно Приложениям 2,3;

и) оригинал справки о материально-технических ресурсах, которые будут использоваться в рамках выполнения Договоров по форме согласно Приложению 4;

к) оригинал справки о кадровых ресурсах, которые будут привлечены для выполнения Договора по форме согласно Приложению 5;

л) оригинал справки о технологических и нормативно-технических документах, в соответствии с которыми предлагается выполнение работ по договору по форме согласно Приложения 6;

м) оригинал справки о том, что подлежащие применению при выполнении работ по договору средства контроля и измерений сертифицированы и прошли метрологическую экспертизу;

н) оригинал заявления о том, что цена материалов, установленная в конкурсной заявке участника конкурса должна приниматься Заказчиком для рассмотрения как цена материалов франко-склад электростанции, т.е. с учетом транспортно-заготовительных расходов **[данный пункт применяется в случае если в конкурсной документации Заказчика установлено условие, что выставляемые на конкурсе работы по ремонту оборудования, зданий и сооружений производятся с материалами Подрядчика (см. также п. 1.10 Раздела 4 настоящего Положения)]**;

о) оригинал информационного письма о наличии у Участника конкурса связей, носящих характер аффилированности с сотрудниками Заказчика или Организатора конкурса согласно Приложения 7;

п) отзывы предыдущих заказчиков, клиентов, финансовых организаций (при наличии); **[Заказчик вправе потребовать предоставления и иной информации, используя, в частности, формы из приложения 8]**

р) иные документы, которые по мнению Участника конкурса подтверждают его соответствие установленным требованиям, с соответствующими комментариями, разъясняющими цель предоставления этих документов (сертификат соответствия предприятия в добровольной системе сертификации и т.д.).

2.2.2. Все указанные документы прилагаются Участником конкурса к Конкурсной заявке.

2.2.3. В случае, если по каким-либо причинам Участник конкурса не может предоставить требуемый документ, он должен приложить составленную в произвольной форме справку, объясняющую причину отсутствия требуемого документа, а также содержащую заверения организатору конкурса в соответствии Участника данному требованию.

### 3. ТИПОВОЙ ПРОЕКТ ДОГОВОРА НА ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ ПО РЕМОНТУ ОБОРУДОВАНИЯ, ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ.

**[В данном разделе приводится проект Договора. При его применении в конкретной ситуации необходимо удалить примечания подобные данному, и заполнить пропуски]**

#### ДОГОВОР № \_\_\_\_\_

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.

ОАО \_\_\_\_\_ **[наименование генерирующей компании, электростанции]**, именуемое в дальнейшем "Заказчик", в лице \_\_\_\_\_ **[указать должность, фамилию, имя и отчество лица, подписывающего Договор]**, действующего на основании \_\_\_\_\_ **[указать, на каком основании данное лицо подписывает Договор]**, с одной стороны, и ОАО \_\_\_\_\_ **[наименование предприятия - подрядчика]**, именуемое в дальнейшем "Подрядчик", в лице \_\_\_\_\_ **[указать должность, фамилию, имя и отчество лица, подписывающего Договор]**, действующего на основании \_\_\_\_\_ **[указать, на каком основании данное лицо подписывает Договор]**, с другой стороны, по результатам открытого конкурса **[либо привести наименование иной процедуры]**, объявленного \_\_\_\_\_ **[указать реквизиты Извещения о проведении конкурса]**, на основании протокола о результатах конкурса **[либо иной процедуры]** от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_, заключили настоящий Договор о нижеследующем:

#### 1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА

- 1.1. Заказчик поручает, а Подрядчик принимает на себя на условиях данного Договора выполнение работ по ремонту энергооборудования (зданий и сооружений), номенклатура, объемы и стоимость которых определены в Приложении 1 к настоящему Договору, а Заказчик обязуется принять их результат и уплатить обусловленную цену.
- 1.2. Во всем, что прямо не оговорено в тексте настоящего договора и приложениями к нему (см. пункт 21), отношения Сторон регулируются действующим законодательством, в частности, главой 37 действующего Гражданского кодекса РФ.

#### 2. ЦЕНА ДОГОВОРА

- 2.1. Стоимость работ по настоящему Договору, включая стоимость материалов **[стоимость материалов включается при исполнении работ с материалами Подрядчика]**, составляет \_\_\_\_\_ **[сумма прописью]**, кроме того НДС \_\_\_\_\_ **[сумма прописью]**, итого общая стоимость \_\_\_\_\_ **[сумма прописью]** и подтверждается сметой (сметами) являющейся неотъемлемой частью Договора (Приложение 1).
- 2.2. Подрядчик обязан согласиться с предложениями Заказчика по увеличению, уменьшению, изменению номенклатуры и объема работ по Договору. В целом увеличение или уменьшение номенклатуры и объема работ и соответствующее им изменение стоимости не должно превышать 20% указанной в пункте 2.1 общей стоимости работ по До-



говору. Новые срок и стоимость работ по Договору устанавливаются в подписанном дополнительном соглашении к Договору.

### **3. ПРИВЛЕЧЕНИЕ СУБПОДРЯДЧИКА**

3.1. Для выполнения работ по Договору Подрядчик может по согласованию с Заказчиком привлекать другие организации на условиях субподряда.

Согласование должно быть оформлено в письменной форме в отношении каждого субподрядчика до начала выполнения работ соответствующим субподрядчиком.

3.2. В случае подписания Договора субподряда, Подрядчик берет на себя обязательства получить письменное согласие субподрядчика на несение ответственности перед Заказчиком за выполнение всех условий данного Договора и Договора субподряда.

3.3. Подрядчик осуществляет контроль за деятельностью субподрядчиков и несет ответственность за их действия, а также за исполнение Договора в целом.

3.4. В Договоре субподряда должно быть предусмотрено право Заказчика проверять и наблюдать за деятельностью субподрядчика и за выполнением субподрядчиком любых обязательств, принятых по договору субподряда. Субподрядчик обязан выполнять требования Заказчика, аналогичные предъявляемым к Подрядчику, и представлять все необходимую документацию (документы, отчеты и т.д.).

3.5. Подрядчик несет ответственность за то, чтобы предоставляемые услуги и работы субподрядчика удовлетворяли требованиям Заказчика и действующим нормативным документам.

### **4. ИНСПЕКТИРОВАНИЕ И ИСПЫТАНИЯ**

4.1. Заказчик за свой счет может проводить инспекционные проверки выполнения работ по Договору в течение всего периода его действия.

Проверки могут производиться как собственными силами Заказчика, так и с привлечением персонала специализированных организаций и фирм.

4.2. Помимо инспекционных проверок, проводимых Заказчиком, Подрядчик проводит собственными силами и за свой счет все проверочно-испытательные работы в соответствии с нормами и требованиями, а также опираясь на собственный опыт. Подрядчик заблаговременно информирует Заказчика о предстоящих испытаниях и после их проведения предоставляет ему необходимые отчетные документы (протоколы, акты, формуляры карты измерений и т.д.).

4.3. Приемка в эксплуатацию и контроль качества отремонтированного оборудования должны производиться в соответствии с разделом 2.9. "Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей" СО34.04.181-2003.

4.4. Положительные результаты проверочно-испытательных работ не снимают ответственности с Подрядчика по устранению дефектов в течение гарантийного срока эксплуатации отремонтированного оборудования.

4.5. В случае неудовлетворительных результатов проверочно-испытательных работ Заказчик имеет право действовать в соответствии с положениями раздела 11 настоящего До-

говора, а также Гражданским Кодексом РФ.

- 4.6. Уполномоченные представители Заказчика и Подрядчика совместно принимают все необходимые меры, чтобы инспекционные, проверочно-испытательные работы не нарушали нормальный рабочий режим выполнения Договора. Подрядчик не может выдвигать в качестве одной из причин отставания в выполнении договорных работ время, потраченное на проведение вышеперечисленных мероприятий.

## 5. СРОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО ДОГОВОРУ

- 5.1. Срок выполнения работ устанавливается с " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_\_ г. по " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.
- 5.2. Договорные поставки и работы должны быть завершены и выполнены в сроки, обусловленные Договором и приложениями к нему. Подрядчик должен выполнить определенные работы к промежуточным датам, если это предусмотрено приложениями к Договору (Приложения № \_\_\_\_\_ **указать приложение, регламентирующее график выполнения работ, либо иным образом сформулировать данный пункт**).
- 5.3. Дата начала работ, установленная в п. 5.1 Договора, может быть заменена на другую по требованию Заказчика при наличии объективных причин, препятствующих началу работ в установленное Договором время.

Об изменении даты начала работ по Договору, с перенесением ее на более позднее время, Заказчик извещает Подрядчика не позднее, чем за 15 дней до даты начала работ, установленной Договором.

При необходимости изменения даты начала работ по Договору с перенесением ее на более раннее время Заказчик извещает Подрядчика не позднее, чем за 30 дней до новой даты начала работ.

Изменение даты начала работ должно быть оформлено соответствующим двухсторонним соглашением между Заказчиком и Подрядчиком, являющимся неотъемлемой частью Договора.

- 5.4. Заказчик несет ответственность за простой персонала Подрядчика при неисполнении Заказчиком обязанностей по оказанию содействия Подрядчику в выполнении работ, предусмотренных Договором. Такими причинами простоя могут быть непредставление материалов, оборудования, запасных частей, технической документации и пр., что явилось препятствием исполнению Подрядчиком Договора и причиной возникновения в связи с этим простоя персонала Подрядчика, срыва сроков выполнения работ. Дополнительные затраты Подрядчика на ликвидацию отставания выполнения работ по Договору компенсируются Заказчиком.
- 5.5. Для выполнения Договора с сокращением установленного срока исполнения, согласие Заказчика и Подрядчика оформляется путем подписания дополнительного соглашения к Договору.
- 5.6. Сроки окончания работ по Договору, как правило, не должны меняться за исключением тех случаев, когда Заказчик берет на себя всю ответственность или из-за чрезвычайных обстоятельств (форс-мажор).
- 5.7. Подрядчик должен использовать все необходимые средства, имеющиеся в его распо-

ряжении, для сокращения отставания, даже если отставание произошло не по вине Подрядчика.

- 5.8. Если в результате чрезвычайных обстоятельств (форс - мажор) срок выполнения работ по Договору увеличивается более чем на одну четвертую часть от первоначального, Заказчик и Подрядчик решают совместно вопрос о дальнейшей целесообразности продолжения работ и сроке их выполнения.

## **6. СЧЕТА**

- 6.1. Подрядчик ежемесячно обязан представлять Заказчику счета или платежные документы на сумму выполненных работ в предыдущем месяце, подтвержденные актами выполненных работ подписанными Заказчиком **[может быть определен иной порядок оплаты работ – например, не ежемесячно, а поэтапно]**.
- 6.2. Оплата дополнительных работ, выполненных Подрядчиком в соответствии с дополнительными соглашениями к Договору, производится по отдельным платежным документам.

## **7. ПЛАТЕЖИ**

- 7.1. Платежи Подрядчику осуществляются банковским переводом в течение 10 дней со дня поступления счета или платежных документов Заказчику, после проверки правильности представленных документов и удержания суммы согласно пункту 10.1.
- 7.2. При задержке оплаты со дня представления Подрядчиком платежных документов более 10 дневного срока к Заказчику применяются штрафные санкции в размере 0,1% процента **[или указать иной размер штрафных санкций]** от подлежащей оплате суммы за каждый день просрочки, но не более 5% **[или указать иной размер]**.
- 7.3. В тех случаях, когда Заказчик не согласен с представленной к оплате суммой счета или платежных документов, выплата в соответствии с пунктом 7.1 производится по тем счетам, по которым нет возражений.

В отношении остальной суммы Заказчик не позднее чем в 10-дневный срок направляет Подрядчику письменное аргументированное возражение. При наличии разногласий проводятся необходимые проверки, а сумма выплачивается только после достижения Сторонами соглашения по вопросу их выплат.

- 7.4. Выплата Заказчиком общей стоимости Договора не освобождает Подрядчика от выполнения им гарантийных обязательств, установленных в разделе 9 настоящего Договора.

## **8. ПЕРЕДАЧА ПРАВ**

- 8.1. Подрядчик не имеет права передачи третьим лицам прав, вытекающих из условий Договора, а также проводить какие-либо операции полные или частичные с вышеупомянутыми правами, за исключением случаев, прямо предусмотренных законодательством либо тех случаев, когда сам Заказчик в письменном виде даст согласие на проведение конкретной операции.

## 9. ГАРАНТИЙНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПОДРЯДЧИКА

9.1. Подрядчик гарантирует соответствие отремонтированного оборудования требованиям нормативных документов **[указать обозначение и наименование конкретных документов в т.ч. ТУ на ремонт, Правила технической эксплуатации электростанций и сетей и др.]**.

Гарантийный срок (или наработка) составляет \_\_\_\_\_ **[указать величину гарантийного срока или наработки в соответствии с ТУ на ремонт]** с момента включения под нагрузку при соблюдении Заказчиком правил эксплуатации отремонтированного оборудования. **[При отсутствии в ТУ на ремонт величин гарантийного срока эксплуатации (наработки) или при отсутствии ТУ на ремонт, гарантийный срок устанавливается не менее 12 месяцев с момента включения оборудования под нагрузку].**

9.2. Гарантийные обязательства Подрядчика, не менее чем указанные в п. 9.1, должны быть приведены им в акте на приемку оборудования из ремонта.

9.3. Подрядчик вправе дать гарантийное обязательство, отличающееся от требований п. 9.1, или заявить о прекращении действия выданного ими гарантийного обязательства, в одном из следующих случаев:

- если нарушение работоспособности оборудования произошло не по вине Подрядчика;
- при нарушении Заказчиком договорных условий по выполнению согласованных объемов работ и по обеспечению ремонта материалами и запасными частями, которые в соответствии с Договором должны предоставляться Заказчиком;
- при выявлении в процессе эксплуатации отремонтированного оборудования скрытых дефектов, которые не могли быть обнаружены средствами и методами, предусмотренными в НТД на ремонт;
- при нарушении Заказчиком правил эксплуатации отремонтированного оборудования, установленных действующей НТД.

9.4. Гарантийные обязательства могут быть также прекращены, если на оборудовании в течение гарантийного срока производился ремонт без участия Подрядчика, назначившего гарантию, или без согласования с ним.

9.5. О предъявлении претензий по качеству выполненных Подрядчиком ремонтных работ в течение гарантийного срока эксплуатации объекта ремонта, Заказчик обязан во всех случаях немедленно известить его письменно (электронной почтой, телефаксом, телеграммой).

Если претензии Заказчика к качеству выполняемых Подрядчиком ремонтных работ связаны с нарушением нормальной работы, подлежащим расследованию и учету в соответствии с Инструкцией по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем, Заказчик обязан письменно уведомить об этом Подрядчика, а Подрядчик незамедлительно письменно известить Заказчика о назначении своего представителя для участия в расследовании и обеспечить его прибытие к Заказчику не позднее трех суток с момента получения Подрядчиком извещения.

В иных случаях предъявления письменных претензий Заказчиком Подрядчик письменно извещает Заказчика о назначении своего представителя для их рассмотрения, а время

рассмотрения претензий Сторонами согласовывается отдельно.

Акт расследования нарушения является достаточным основанием для предъявления Заказчиком претензий Подрядчику, если установлена вина последнего.

9.6. Если представитель Подрядчика не прибыл в течение трех суток по вызову Заказчика для рассмотрения претензий, последний вправе составить Акт в одностороннем порядке и направить его Подрядчику вместе с требованием устранить причину нарушения нормальной работы оборудования.

9.7. Подрядчик обязан выполнить все гарантийные обязательства за свой счет и под свою ответственность.

9.8. Если Подрядчик не выполняет в согласованные с Заказчиком сроки устранения претензий (дефектов), Заказчик может осуществить всю работу либо своими силами, либо привлекая третьих лиц. В этом случае Подрядчик обязан возместить Заказчику понесенные последним убытки, в размере не меньшем, чем понесенные Заказчиком прямые расходы по устранению претензий (дефектов).

## **10. УДЕРЖАНИЕ ЗАКАЗЧИКОМ ЧАСТИ ПЛАТЕЖЕЙ ПОДРЯДЧИКУ**

10.1. Для обеспечения безусловного выполнения Подрядчиком своих обязательств по настоящему Договору, таких как: выплата штрафов, компенсация убытков Заказчику, вызванных несвоевременным выполнением условий Договора, компенсация убытков третьим лицам после их рекламаций или требований в адрес Заказчика и причиной которых является несоблюдение Подрядчиком договорных условий, Заказчик удерживает с Подрядчика \_\_\_\_\_% **[указать процент удержания, но не более 10%]** от каждого платежа, производимого в соответствии с условиями Договора.

10.2. Подрядчик вправе до начала получения сумм по Договору предоставить Заказчику банковскую гарантию на сумму, рассчитанную как общая сумма удержания по настоящему Договору, и действительную до момента окончания гарантийного срока, а также письменное заявление в произвольной форме с просьбой заменить предусмотренное в п.10.1 удержание на такую банковскую гарантию.

При получении таких документов Заказчик обязан принять банковскую гарантию и не удерживать предусмотренные в п.10.1 суммы.

10.3. После выполнения всех условий Договора, включая гарантийные обязательства, Заказчик в течение 10 дней после окончания гарантийного срока производит перечисление на счет Подрядчика удержанной суммы полностью или только части, оставшейся после взимания Заказчиком установленных настоящим Договором штрафов, компенсации и др.

## **11. ШТРАФНЫЕ САНКЦИИ ЗА НЕИСПОЛНЕНИЕ ДОГОВОРА**

11.1. При невыполнении Подрядчиком работ в установленный Договором срок в полном объеме Заказчик вправе применить по отношению к Подрядчику штрафные санкции в размере 0,1% от общей стоимости работ по Договору за каждый день задержки.

11.2. При невыполнении Заказчиком своих обязательств по Договору, явившихся причиной простоя персонала Подрядчика (задержка вывода оборудования в ремонт, несвоевре-

менное предоставление материалов, оборудования, запасных частей, технической документации и др.), Подрядчик вправе применить по отношению к Заказчику штрафные санкции в размере 0,1% от стоимости работ по Договору за каждый день простоя.

- 11.3. Штрафы по пунктам 11.1 и 11.2 не могут превышать 10% от общей стоимости работ по Договору.
- 11.4. Сторона, планирующая применить штрафные санкции, уведомляет об этом другую Сторону не менее чем за три дня, с указанием причин и общей суммы штрафов.
- 11.5. Заказчик взимает с Подрядчика наложенные на него штрафы путем использования удержанных в соответствии с п. 10.1 сумм, предъявляя требования по банковской гарантии (п.10.2), либо путем перерасчета платежей, а Подрядчик взимает с Заказчика наложенные на него штрафы, путем выставления для оплаты дополнительных платежных документов.

Стороны могут использовать для взимания штрафов другие способы, предусмотренные Гражданским Кодексом РФ.

## **12. РАСТОРЖЕНИЕ ДОГОВОРА ИЛИ ЕГО ПРИОСТАНОВЛЕНИЕ ПО ИНИЦИАТИВЕ ЗАКАЗЧИКА**

- 12.1. Заказчик может в любой момент приостановить выполнение Договора или расторгнуть его, представив Подрядчику уведомление с обоснованием причин.
- 12.2. В тех случаях, когда Заказчик приостанавливает работу более чем на один месяц или Договор расторгается по инициативе Заказчика, он обязан возместить убытки, понесенные Подрядчиком в результате данного решения. Компенсация за убытки не может превышать 10% от цены той части Договора, которая приостановлена или прекращена.

В целях получения компенсации, Подрядчик должен предоставить Заказчику перечень убытков с их обоснованием. Размер выплат определяется отдельным соглашением Сторон с учетом условий, предусмотренных в предыдущем абзаце.

- 12.3. После получения уведомления от Заказчика о приостановлении или расторжении Договора, Подрядчик прекращает выполнение работ по Договору с даты, указанной в уведомлении.
- 12.4. В случае расторжения Договора Подрядчик начинает процесс прекращения своей деятельности у Заказчика по настоящему Договору даты, указанной в уведомлении (ликвидацию рабочих мест, освобождение ремонтной площадки, производственных, бытовых и складских помещений и т.д.).
- 12.5. В случае приостановления Договора, Подрядчик приостанавливает свою деятельность по Договору с даты, указанной в уведомлении, при этом процесс полной остановки деятельности у Заказчика по Договору осуществляется так скоро, как этого потребует Заказчик, но не ранее одного месяца **[может быть установлен другой срок]** после даты приостановления Договора.

## **13. РАСТОРЖЕНИЕ ДОГОВОРА ИЛИ ЕГО ПРИОСТАНОВЛЕНИЕ ПО ИНИЦИАТИВЕ ПОДРЯДЧИКА**

- 13.1. Договор может быть приостановлен или расторгнут по инициативе Подрядчика при:



- систематическом нарушении Заказчиком взятых на себя обязательств, препятствующем выполнению Договора Подрядчиком;
- при систематической задержке расчетов за выполненные работы, или разовой задержке их более чем на 30 дней со дня подписания акта приемки выполненных работ;
- при приостановке по инициативе Заказчика выполнения Договора на срок более 1 месяца;
- уменьшении или увеличении стоимости работ по договору более чем на 20%, в связи с внесенными Заказчиком изменениями в номенклатуру и объемы работ по Договору.

13.2. В предусмотренных в п.13.1 случаях, Подрядчик сохраняет право на уплату ему указанной в Договоре цены с учетом выполненной части работы.

#### **14. РАСТОРЖЕНИЕ ДОГОВОРА ПО ВИНЕ ПОДРЯДЧИКА. МЕРОПРИЯТИЯ, НАПРАВЛЕННЫЕ ПРОТИВ НЕВЫПОЛНЕНИЯ ДОГОВОРА.**

14.1. Заказчик имеет право расторгнуть Договор в случаях, предусмотренных действующим законодательством, а также в следующих случаях:

- а) ликвидация либо значительные изменения в структуре общества Подрядчика;
- б) заявление о банкротстве Подрядчика в судебные инстанции от законного кредитора либо добровольное объявление Подрядчиком о своем банкротстве;
- в) отказ Подрядчика от выполнения Договора, приостановление или перерыв в работе над ним более чем на \_\_\_\_ суток **[указать срок, но не более 10% от общего срока выполнения работ по Договору]**;

г) отставание в выполнении Договора более чем на одну третью часть общего срока выполнения работ по Договору, наверстать которое невозможно;

д) другие случаи невыполнения условий Договора, которые могут в значительной степени повлиять на результаты выполнения Договора.

14.2. Подрядчик может предотвратить расторжение Договора, если им будут предоставлены серьезные гарантии, способные, с точки зрения Заказчика, обеспечить выполнение Договора.

14.3. Заказчик, планирующий расторгнуть Договор, уведомляет об этом Подрядчика не менее чем за 5 дней.

В течение данного срока Подрядчик вправе предъявить письменный обоснованный протест, который может быть рассмотрен Заказчиком в целях изменения своего решения.

При отсутствии протеста Подрядчика или его непринятии Заказчиком Договор считается расторгнутым в последний день указанного пятидневного срока или иной более поздний установленный в уведомлении срок.

14.4. Выполнение работ по Договору не прекращается до даты, установленной как дата его расторжения.

14.5. Расторжение Договора по причинам, предусмотренным в п.14.1 (за исключением подп. «а» п.14.1), влечет возникновение права Заказчика на компенсацию за причиненный ущерб.

14.6. При наличии оснований, предусмотренных в п.14.1, Заказчик вправе не расторгать До-

говор, а настаивать на продолжении выполнения Договора.

14.7. В случаях расторжения Договора по вине Подрядчика в целях возмещения своих убытков, а также в целях исполнения п.11.1, Заказчик вправе предпринять следующие меры:

а) приостановить все виды платежей (включая и по другим договорам с данным Подрядчиком);

б) использовать удержанные в соответствии с п.10.1 с Подрядчика суммы (включая и по другим договорам с данным Подрядчиком);

в) предъявлять требования по банковской гарантии (п.10.2);

г) если после применения подп. «а» - «в» общая сумма убытков не скомпенсирована, Заказчик имеет право в качестве компенсации удержать материалы, машины, оборудование, вспомогательные средства и другие материальные ценности, принадлежащие Подрядчику, и удовлетворить свои требования за счет них;

д) подписать Договор с третьими лицами за счет Подрядчика, которые взяли на себя проведение всего комплекса работ по завершению Договора, используя при этом оставшиеся материалы, технику, вспомогательные средства и другие материальные ценности Подрядчика, удержанные Заказчиком.

Общая сумма убытков и сроки проведения полного взаиморасчета устанавливаются созданной для этих целей двухсторонней комиссией Заказчика и Подрядчика.

## **15. ПРОМЫШЛЕННАЯ СОБСТВЕННОСТЬ**

15.1. Подрядчик предоставляет, в случае необходимости, Заказчику патенты, лицензии и другие права промышленной собственности по предмету Договора.

15.2. Подрядчик принимает на себя всю ответственность за нарушение любых вытекающих из настоящего Договора прав промышленной собственности, и обязан сделать все необходимое, чтобы защитить Заказчика от всех рекламаций и претензий, которые могут быть предъявлены ему в результате нарушений этих прав.

15.3. Заказчик и Подрядчик имеют доверительные отношения, они обязаны быть взаимно честными. Без письменного согласия Стороны обязуются не передавать третьим лицам Договор, техническую документацию, чертежи, схемы, техническую и экономическую информацию друг о друге и другие документы, которые обе стороны предоставляли друг другу в процессе выполнения Договора.

## **16. СТРАХОВАНИЕ**

16.1. Подрядчик обязан застраховать надлежащим образом на весь период Договора и нести гражданскую ответственность за убытки и потери, которые может нанести персонал Подрядчика, поставщика, субподрядчика персоналу или собственности Заказчика и/или третьим лицам и заключить для этого Договор страхования со страховой компанией, выбранной в соответствии с Положением и Инструкцией по обеспечению страховой защиты Заказчика.

16.2. Срок действия страхового покрытия устанавливается с даты начала действия Договора до окончания гарантийного после проведенного ремонта периода.



Страхованию подлежат следующие события, составляющие риск Подрядчика:

- а) потеря или нанесение ущерба работам (объектам ремонта), установкам и материалам;
- б) потеря или повреждение оборудования;
- в) утрата или нанесение повреждения имуществу (за исключением работ (объектов ремонта), установок, материалов и оборудования) в связи с Договором;
- г) увечья или гибель людей.

16.3. Страховой полис, полученный Подрядчиком в соответствии с пунктами 16.1 и 16.2, должен содержать условие, по которому страховые агенты платят непосредственно Заказчику компенсацию за нанесенный ущерб.

16.4. Подрядчик обязан представить Заказчику надлежащим образом оформленные Договоры с учетом вышеупомянутых положений в полном объеме. Несоблюдение данного условия считается нарушением Договора.

## **17. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

17.1. Если в процессе выполнения договорных работ Подрядчик наносит повреждения или причиняет ущерб персоналу, или собственности Заказчика, или других подрядчиков, он несет за это ответственность в соответствии с Гражданским Кодексом РФ.

17.2. При заключении Подрядчиком Договора с субподрядными организациями для проведения специальных работ, ответственность перед Заказчиком за организацию работ и меры безопасности возлагаются на Подрядчика.

17.3. Подрядчик несет ответственность за невыполнение обязательств по Договору, а также за действия персонала, работающего по Договору.

Подрядчик принимает на себя все расходы, связанные с покрытием издержек, по принятым на основании совместных (Заказчика и Подрядчика) актов рекламациям и претензиям Заказчика.

## **18. ФОРС - МАЖОР**

18.1. Стороны освобождаются от ответственности за частичное или полное неисполнение обязательств по Договору, если надлежащее исполнение оказалось невозможным вследствие обстоятельств непреодолимой силы (форс-мажор), а также чрезвычайного положения, мятежа, массовых волнений и беспорядков, торгового эмбарго, закрытия границы, действий законодательной или исполнительной власти Российской Федерации.

18.2. Сторона, для которой создавалась невозможность исполнения обязательств по Договору, обязана известить в письменной форме другую сторону о наступлении вышеуказанных обстоятельств не позднее трех дней с даты их наступления.

18.3. Если указанные в п. 18.1 обстоятельства будут длиться более шести месяцев, то Стороны должны принять совместное решение о том, какие меры следует принять. Однако, если в течение дополнительного месяца Стороны не смогут договориться, то любая из сторон вправе расторгнуть договор в одностороннем порядке.

## **19. ДЕЙСТВУЩИЕ ЗАКОНЫ И УРЕГУЛИРОВАНИЕ КОНФЛИКТОВ**

19.1. Все проблемы по исполнению Договора, которые могут возникнуть у Сторон, Стороны будут решать в претензионном порядке.

19.2. Все споры и разногласия, возникающие из настоящего договора или в связи с ним и не разрешенные в претензионном порядке, в том числе касающиеся его выполнения, нарушения, прекращения или действительности, подлежат разрешению в Третейском суде при РАО «ЕЭС России» в соответствии с документами, определяющими его правовой статус и порядок разрешения споров, действующими на дату подачи искового заявления, без обращения в федеральный суд, в том числе арбитражный суд.

Решения Третейского суда при РАО «ЕЭС России» являются обязательными для Сторон.

Принудительное исполнение решений Третейского суда при РАО «ЕЭС России» осуществляется в порядке, предусмотренном действующим законодательством.

19.3. Все споры и разногласия, возникающие из настоящего договора или в связи с ним, могут быть разрешены исключительно в соответствии с законами Российской Федерации.

## **20. ПРОЧЕЕ**

20.1. Настоящий договор вступает в силу с " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_\_ г., и действует до " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.

20.2. Об изменениях счетов в банке и адресов Стороны немедленно уведомляют друг друга.

20.3. Настоящий договор подписан в 3-х экземплярах: 2 экз. для Заказчика и 1 экз. для Подрядчика.

## **21. ПРИЛОЖЕНИЯ, являющиеся неотъемлемой частью Договора.**

Приложение 1. Смета с номенклатурой и объемами работ;

Приложение 2. Организационно - технические условия выполнения Договора

Приложение 3. Документы конкурса в составе:

- Протокол о результатах конкурса;

- Извещение о проведении конкурса и Конкурсная документация со всеми дополнениями и разъяснениями;

- Конкурсная заявка Победителя конкурса со всеми дополнениями и разъяснениями.

## **22. РЕКВИЗИТЫ СТОРОН**

**Реквизиты Заказчика:**

ИНН \_\_\_\_\_

Расчетный счет N \_\_\_\_\_;

Корреспондентский счет N \_\_\_\_\_

БИК \_\_\_\_\_; ОКОНХ \_\_\_\_\_; ОКПО \_\_\_\_\_

Юридический адрес: \_\_\_\_\_

Для телеграмм: \_\_\_\_\_ Телефон, телефакс, телетайп: \_\_\_\_\_

Для грузов: \_\_\_\_\_

**Реквизиты Подрядчика:**

ИНН \_\_\_\_\_

Расчетный счет N \_\_\_\_\_

Корреспондентский счет N \_\_\_\_\_

БИК \_\_\_\_\_; ОКОНХ \_\_\_\_\_; ОКПО \_\_\_\_\_

Юридический адрес: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Для телеграмм: \_\_\_\_\_ Телефон, телефакс, телетайп: \_\_\_\_\_

Для грузов: \_\_\_\_\_

Заказчик

Подрядчик

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_  
" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_г.  
М.П.

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_  
" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_г.  
М.П.

#### 4. ОРГАНИЗАЦИОННО - ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ДОГОВОРА.

##### 23. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

- 23.1. Работы, выполняемые Подрядчиком по Договору, должны соответствовать действующим техническим требованиям, инструкциям, нормативным документам и другим материалам Заказчика, которые передаются в распоряжение Подрядчика.
- 23.2. Все изменения трудовых и материальных затрат по сравнению с представленной Подрядчиком документацией, рассматриваются и согласовываются Заказчиком и Подрядчиком дополнительно.
- 23.3. Подрядчик обязуется под свою ответственность и за свой счет произвести:
- а) оформление и получение разрешений, лицензий на производство работ за исключением тех, которые принадлежат Заказчику, как собственнику;
  - б) обеспечение необходимой универсальной технологической оснасткой, (кроме штатной оснастки, поставляемой заводами-изготовителями), средствами малой механизации, инструментом, грузоподъемными механизмами (талями, лебедками и т.п.), съемными грузозахватными приспособлениями (универсальными стропами и т.п.), шкафами для инструмента и т.д.;
  - в) выделение необходимых средств и оборудования для обеспечения техники безопасности;
  - г) подготовку и передачу Заказчику всей необходимой по Договору документации.
- 23.4. Подрядчик обязан определить на весь срок действия Договора своего ответственного представителя со всеми полномочиями для решения как технических, так и финансовых вопросов. Заказчик имеет право потребовать замены представителя Подрядчика при наличии мотивированных причин. Необходимость и срок замены представителя Подрядчика согласовываются Сторонами.
- 23.5. Представитель Подрядчика для выполнения своих профессиональных обязанностей находится в тесном сотрудничестве с представителем Заказчика и совместно с ним координирует режим и организацию выполнения работ.
- 23.6. До начала работ Подрядчик представляет Заказчику для утверждения проект производства работ **если таковой не требовался и не был представлен в составе конкурсного предложения Подрядчика**. После его утверждения он остается в силе в течение всего срока действия Договора.
- Согласно утвержденному проекту в течение всего срока действия Договора Подрядчиком должны соблюдаться санитарно-гигиенические нормы и нормы техники безопасности, приниматься все меры предосторожности для предотвращения возможных несчастных случаев.
- 23.7. Указания Заказчика, основанные на его предусмотренных Договором полномочиях по осуществлению контроля за ходом ремонта, должны немедленно выполняться, даже в случае последующего предъявления претензий со стороны Подрядчика. Все приказы, распоряжения и указания Заказчика, в том числе о приостановлении работ Подрядчиком, должны оформляться только в письменном виде.
- 23.8. При повторном невыполнении Подрядчиком указаний Заказчика, оформленных в

письменном виде, Заказчик вправе принять решение о расторжении Договора.

23.9. Заказчик вправе во всякое время проверять ход и качество работы, выполняемой Подрядчиком, не вмешиваясь в его деятельность (не вправе требовать увеличения численности, перестановки бригад, замены специалистов и т.д.).

Заказчик вправе вмешаться в производство работ Подрядчиком только, если последний:

а) своими действиями вызвал угрозу нарушения нормальной эксплуатации действующего оборудования или нарушает ПТЭ, ПТБ, правила Госгортехнадзора РФ, правила противопожарной безопасности;

б) выполняет работы с нарушением согласованного графика, если окончание их в срок оказывается под угрозой;

в) допустил дефекты, которые могут быть скрыты последующими работами;

г) не выполняет требования технологической и нормативно-технической документации.

В этих случаях Заказчик вправе потребовать от Подрядчика устранить указанные нарушения. Если Подрядчиком не будут приняты меры к устранению нарушений, Заказчик вправе расторгнуть Договор.

23.10. Обеспечение подготовительных и ремонтных работ материалами и запасными частями производится Заказчиком и Подрядчиком в соответствии с условиями \_\_\_\_\_

***[привести ссылку на соответствующий пункт Конкурсной документации; либо указать, что определяется в конкурсном предложении подрядчика; либо – что не является существенным условием для выбора победителя конкурса и устанавливается соглашением сторон при подписании договора с победителем. При этом если в Конкурсной документации установлено условие, что выставляемые на конкурс работы по ремонту оборудования, зданий и сооружений производятся с материалами Подрядчика, то рекомендуется указывать, что цена материалов, установленная в конкурсном предложении участников конкурса, принимается Заказчиком для рассмотрения как цена материалов франко-склад электростанции, т.е. с учетом транспортно-заготовительных расходов (см. также подп. «м» п.2.2.1. Раздела 2 настоящего Положения)].***

23.11. Сторона, поставляющая материалы, запасные части и комплектующие изделия, предоставляет другой Стороне сертификаты и другие документы завода-изготовителя, подтверждающие качество, или документы выполненного своими силами контроля материалов и запасных частей.

При не предоставлении указанной документации вторая Сторона вправе приостановить ремонтные работы с возложением ответственности за простой на первую Сторону, поставляющую материалы, запасные части и пр.

23.12. Подрядчик обеспечивает своими силами получение, разгрузку и доставку на место складирования грузов, непосредственно необходимых для выполнения ремонтных работ, предусмотренных Договором и отправленных им в адрес Заказчика железнодорожным, водным или авиатранспортом, а также отправку аналогичных грузов обратно по окончании ремонтных работ.

- 23.13. При адресовании грузов на подъездные пути Заказчика Подрядчик согласовывает с ним характеристику грузов (вес, габариты и т.п.) и сроки их отправки.
- 23.14. Подрядчик обеспечивает доставку необходимых для производства ремонтных работ материалов от места складирования на электростанции к месту производства работ своими силами с предъявлением Заказчику к оплате затрат по согласованной калькуляции.
- Порядок отпуска, хранения, транспортирования и расчетов за материалы, запасные части и комплектующие изделия, передаваемые Заказчиком для производства работ Подрядчику, определяется \_\_\_\_\_ ***[привести ссылку на соответствующий пункт Конкурсной документации; либо указать, что определяется в конкурсном предложении подрядчика; либо – что не является существенным условием для выбора победителя конкурса и устанавливается соглашением сторон при подписании договора с победителем.]***
- 23.15. Заказчик и Подрядчик за 10 дней до начала ремонта проверяют наличие материалов и запасных частей, необходимых для ремонта, соответствие их установленным требованиям к качеству и наличие сертификатов и других документов, удостоверяющих их качество.
- 23.16. О задержках в обеспечении ремонтных работ материалами и запасными частями, энергоресурсами, в обработке деталей на металлорежущих станках, в обслуживании ремонта грузоподъемными и транспортными средствами, вызвавших нарушение графика ремонтных работ, Подрядчик извещает письменно Заказчика и решает с ним вопросы продолжительности ремонта и компенсации потерь.
- 23.17. При ремонте оборудования Подрядчик принимает меры, обеспечивающие возможность получения пригодных для повторного использования материалов и изделий. Если количество полученных материалов и изделий, пригодных для повторного использования, больше потребности в них на объекте ремонта или они не используются, Подрядчик обязан передать излишнюю часть материалов и изделий, пригодных для дальнейшего использования, Заказчику непосредственно на месте демонтажных работ, без какой-либо переработки.
- 23.18. При необходимости Заказчик совместно с Подрядчиком разрабатывает график совмещенных работ.
- 23.19. Заказчик обязан назначить ответственных лиц за проведение дефектации оборудования и его приемки в процессе ремонта и по его окончании.

#### **24. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЙ ПЕРИОД**

- 24.1. Подрядчик до начала ремонтных работ должен ознакомить свой персонал с объемом ремонтных работ, сроком ремонта, сетевыми и (или) линейными графиками, схемой управления ремонтом, организацией инструментального и материально-технического обеспечения, организацией уборки рабочих мест и конструкций оборудования, транспортировки мусора и отходов, мероприятиями по безопасности труда, противопожарными мероприятиями, правилами внутреннего распорядка Заказчика и т.д.
- 24.2. Подрядчик, в согласованные с Заказчиком сроки, должен выполнить:

а) организационно-технические мероприятия, в том числе: разработку сетевого и (или) линейного графиков ремонта, составление (уточнение) ведомостей инструмента, технологической оснастки, грузоподъемных машин и механизмов, а также согласование (уточнение) подготовленных Заказчиком ведомостей материалов и запасных частей;

б) мероприятия по обеспечению безопасности труда своего персонала в пределах принятого объема ремонта, а также противопожарные мероприятия.

24.3. Заказчик до сдачи оборудования в ремонт должен очистить от пыли, золы и мусора площадки обслуживания, наружные поверхности оборудования, трубопроводов, газозовдухопроводов, пылепроводов, а также удалить с рабочих мест постороннее оборудование, материалы и пр. Сдача оборудования в ремонт на чистоту оформляется актом между Заказчиком и Подрядчиком.

24.4. Заказчик обеспечивает готовность оборудования к ремонту в сроки, предусмотренные сетевым (календарным) графиком проведения работ: сработку топлива в бункерах котла при его останове, обдувку поверхностей нагрева и отряхивание электродов электрофильтров, спуск золы и шлака из бункера и леток в ГЗУ и удаление на золоотвал, расхолаживание турбины при останове, при необходимости промывку проточной части, все отключения, обеспечивающие безопасные условия производства работ и др.

24.5. Подрядчик приступает к ремонтным работам после выполнения Заказчиком всех операций, предусмотренных программой вывода в ремонт оборудования, всех отключений оборудования, согласно программе и графику работ, обеспечивающих безопасные условия проведения ремонта, а также после выдачи Заказчиком Подрядчику наряда - допуска на ремонт оборудования.

24.6. За 5 дней до начала работ по Договору Подрядчик передает Заказчику документы, необходимые для оформления личных пропусков персоналу Подрядчика.

## **25. УСЛУГИ ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫЕ ЗАКАЗЧИКОМ**

25.1. Заказчик обеспечивает своими средствами и за свой счет:

а) энергоснабжение ремонтных работ, выполняемых Подрядчиком;

б) ремонт существующих постов энергоснабжения, энергоразводок, сетей 220, 36 и 12В, монтаж дополнительных постов энергоснабжения и энергоразводок, монтаж временного освещения на рабочих местах Подрядчика;

в) подключение электроприводов механизмов и инструмента, средств электросварки и термообработки Подрядчика к электросборкам в сроки, согласно графику ремонта, если их конструкции в соответствии с ПТЭ электроустановок требует для этих целей специального персонала;

г) надлежащее функционирование системы допуска производственного персонала Подрядчика на рабочие места в течение всего срока выполнения ремонтных работ по Договору;

д) обеспечение ремонтных работ, выполняемых Подрядчиком, сжатым воздухом, кислородом, ацетиленом, природным газом (пропан-бутаном и др.) от компрессорных, газогенераторных и кислородных станций, грузоподъемными и транспортными средствами (кранами, лифтами и др.), в том числе сданными в аренду в соответствии с режимом работы

Подрядчика и графиком ремонта;

е) предоставление материалов для сварки контрольных сварных соединений, механическую обработку заготовок для механических испытаний и металлографических исследований;

ж) выполнение исследований и всех видов испытаний, в том числе металла ремонтируемого оборудования, требующих стационарных машин и лабораторного оборудования;

з) устройство неинвентарных лесов, подмостей, настилов и т.п., необходимых для производства работ Подрядчиком. Заказчик по взаимной договоренности привлекает Подрядчика на устройство неинвентарных лесов.

При наличии инвентарных лесов сборку их (кроме котлоочистительных, обмуровочных и теплоизоляционных) на месте производства работ Подрядчик осуществляет своими силами с оплатой затрат Заказчиком;

и) в необходимом количестве формами организационно-технических документов, в том числе формулярами (карты измерений), подлежащими оформлению при производстве работ;

к) изготовление необходимых для производства работ специальной технологической оснастки, специальных съемных грузозахватных приспособлений, в том числе спецоснастки, чертежи которой разработаны Подрядчиком, если они передаются Заказчику;

л) конструкторские разработки, связанные с изготовлением ремонтных чертежей и чертежей на мехобработку деталей оборудования, выполнение копировально-множительных работ;

м) все виды обработки деталей ремонтируемого оборудования на металлорежущих станках, в том числе сданных в аренду. Подрядчик формирует по согласованию с Заказчиком технические условия на обработку и производит приемку деталей после мехобработки;

**или**

предоставление Подрядчику металлорежущих станков, в том числе сданных в аренду для выполнения работ по механической обработке деталей ремонтируемого оборудования с оплатой работ по согласованной калькуляции;

**[оставить один из вариантов]**

н) изготовление или восстановление деталей оборудования, не поставляемых централизованно, если это возможно на станках Заказчика;

о) исследования, испытания металла ремонтируемого оборудования, контроль качества производимой в процессе ремонта сварки (по согласованию сторон);

п) разработку технической документации на дополнительные посты энергоносителей, схемы энергоразводок, инвентарных лесов, подмостей и др.

25.2. Заказчик в согласованные сроки предоставляет Подрядчику:

а) конструкторско-технологическую документацию на сложные специализированные работы, модернизацию оборудования, требующие разработки технологии и специальной оснастки для производства этих работ;

б) утвержденную ведомость объема ремонтных работ, включая объем работ по контролю и обследованию металла, конструкторско-технологическую документацию (чертежи, схемы и пр.) на все предусматриваемые при ремонте конструктивные изменения узлов и сис-



тем оборудования, не требующие специальной подготовки и оснастки для их выполнения;

в) проектную и другую документацию электростанции, в том числе: план размещения узлов и крупных деталей ремонтируемого оборудования на ремонтных площадках, схемы транспортных перемещений внутри цехов и на территории электростанции, схемы постов энергоносителей, инвентарных лесов, подмостей и др.;

г) документы о ремонтах оборудования, данные о его техническом состоянии и об отказах при его эксплуатации;

д) данные по результатам испытаний оборудования перед ремонтом.

25.3. Заказчик предоставляет Подрядчику на весь срок подготовки и ремонта возможность пользоваться необходимой для ремонта технической документацией своего технического архива (библиотеки) и другими, имеющимися в его распоряжении техническими пособиями (макетами, плакатами и т.п.) и на согласованных условиях средствами вычислительной техники, телекоммуникации.

25.4. Заказчик передает Подрядчику по акту на период ремонта штатную ремонтную оснастку, специальные съемные грузозахватные приспособления и такелаж, специальную технологическую оснастку и др., которые он обязан вернуть по окончании Договора. В случаях их повреждения Подрядчик восстанавливает их за свой счет.

## **26. УСЛОВИЯ КОМПЕНСАЦИИ ЗАТРАТ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ДОГОВОРА ВЫЕЗДНЫМ ПЕРСОНАЛОМ ПОДРЯДЧИКА**

26.1. Затраты Подрядчика, связанные с выполнением Договора выездным ремонтным персоналом (командировочные расходы, стоимость проезда, провоз инструмента, приборов, приспособлений и т.д.):

а) Заказчиком не оплачиваются и производятся за счет собственных средств Подрядчика;

**или**

б) оплачиваются Заказчиком по фактическим затратам на основании представленных Подрядчиком документов, но не более \_\_\_\_\_ **[вправе ограничить максимальную сумму возмещаемых фактических затрат, абсолютным числом, процентом от общей стоимости Договора или иным способом]**

**[оставить один из вариантов – «а» или «б»]**

## **27. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ, БЫТОВЫЕ ПОМЕЩЕНИЯ**

27.1. Заказчик не предоставляет жилые помещения для проживания персонала Подрядчика.

27.2. Заказчик предоставляет Подрядчику в здании электростанции и на ее территории, охраняемые и запираемые служебные и производственные помещения, помещения для руководителя участка, руководителей ремонта и мастеров, помещения под кладовые для хранения приборов, инструмента и другого инвентаря, спецодежды и материалов, бытовые помещения, душевые и шкафы для хранения спецодежды персонала Подрядчика.

Освещение, отопление всех помещений, обеспечение бытовых помещений водой производится Заказчиком за свой счет.

Заказчик предоставляет Подрядчику номера внутренней и номера внешней телефонной связи. Абонентную плату за предоставленные номера внешней телефонной связи производит Заказчик, а оплату междугородних переговоров производит Подрядчик по счетам, предъявляемым Заказчиком.

Производственные, служебные, бытовые, складские и другие помещения предоставляются Подрядчику:

а) безвозмездно;

**или**

б) на условиях краткосрочной аренды со следующей ставкой арендной платы за 1 м<sup>2</sup> в месяц:

производственные помещения -

служебные помещения -

бытовые помещения -

складские помещения –

**[оставить один из вариантов– «а» или «б»]**

Количество и площадь предоставляемых Подрядчику производственных, служебных, бытовых помещений Стороны согласовывают при заключении Договора или отдельным соглашением **[либо определяется в Конкурсной документации или конкурсном предложении подрядчика]**.

27.3. Заказчик вправе предоставить Подрядчику на территории электростанции площадку для установки передвижных, оснащенных всем необходимым, производственных и бытовых помещений и обеспечить их за свой счет электроэнергией, отоплением, водой и канализацией.

27.4. При размещении для проживания персонала Подрядчика на расстоянии более 3 км от электростанции и отсутствии вблизи маршрутов городского транспорта, Заказчик вправе по просьбе Подрядчика обеспечить своими транспортными средствами перевозку персонала Подрядчика от места проживания к месту работы и обратно, в соответствии с установленным на электростанции трудовым распорядком за счет Подрядчика.

27.5. Заказчик предоставляет Подрядчику право пользования в период выполнения Договора:

- буфетами, столовыми и другими пунктами питания;

- медпунктом и другими аналогичными объектами для оказания неотложной медицинской помощи.

## **28. ВНУТРЕННЯЯ ДИСЦИПЛИНА**

28.1. Заказчик на весь срок действия Договора устанавливает правила внутреннего распорядка и дисциплины с целью обеспечения эффективной работы. Требуемые нормы обязательны для всего персонала Подрядчика.

28.2. Подрядчик обеспечивает соблюдение своим персоналом правил внутреннего распорядка электростанции, ПТЭ, ПТБ, правил Госгортехнадзора и противопожарной безопасности, в том числе для того, чтобы не допустить своими действиями нару-

шений нормальной эксплуатации действующего оборудования электростанции при производстве ремонтных работ.

- 28.3. Полномочный представитель Подрядчика обеспечивает соблюдение Правил внутреннего распорядка и дисциплину персонала Подрядчика и субподрядных организаций. Заказчик имеет право требовать замену персонала, нарушающего дисциплину.
- 28.4. Запрещается посещения рабочих зон персоналом Подрядчика, не имеющим отношения к выполнению работ.
- 28.5. Не допускается вывешивание плакатов на рабочих местах и на территории площадки, за исключением тех, которые принадлежат Заказчику и на которых выделено место для Подрядчика. Доски объявлений должны иметь стандартную форму, цвет, размер, принятые у Заказчика.

По согласованию с Заказчиком Подрядчик в рабочей зоне может вывесить плакаты с сетевым графиком, со схемами строповки узлов, технологические плакаты и плакаты по охране труда.

- 28.6. Категорически запрещается потребление на объектах алкогольных напитков. Запрещается также курить на рабочих местах за исключением мест, специально отведенных для курения.
- 28.7. Заказчик обеспечивает в нерабочее время, в установленном на электростанции порядке, охрану имущества Подрядчика, размещенного в производственных помещениях и на ремонтных площадках.
- 28.8. Заказчик снимает с себя ответственность за кражи или любые виды нарушений со стороны персонала Подрядчика и будет настаивать на суровом наказании виновных, кто бы они не были.
- 28.9. Подрядчик несет ответственность за причиненные убытки всех видов, которые могут явиться результатом конфликтов, нарушения дисциплины, а также неадекватного поведения персонала.

## **29. ПЕРЕДВИЖЕНИЕ И ТРАНСПОРТ**

- 29.1. Допускается проезд на территорию электростанции согласованного между Заказчиком и Подрядчиком количества автомобилей на период выполнения договорных работ. Подрядчик оформляет и передает Заказчику служебную записку с указанием Госзнаков транспортных средств и фамилий, имен, отчеств водителей.
- 29.2. Въезд и выезд транспорта с оборудованием и материалами с территории объекта контролируется персоналом Заказчика. Подрядчик обязан выполнять все формальности и требования контролирующего персонала.
- 29.3. Подрядчик несет ответственность за сохранность материалов и оборудования при его транспортировке.

## **30. СКЛАДИРОВАНИЕ И КОНСЕРВАЦИЯ**

- 30.1. Материалы, переданные Заказчиком Подрядчику, или материалы Подрядчика, должны храниться на складе. В отдельных случаях материалы могут храниться вне склада.
- 30.2. Заказчик предоставляет в распоряжение Подрядчика специальные требования заво-

дов-изготовителей по хранению и консервации материалов, запасных частей и оборудования, которые должны строго соблюдаться.

- 30.3. Консервация должна производиться в соответствии с предписаниями, которые предоставляются Заказчиком. Все мероприятия проводятся силами Подрядчика под наблюдением Заказчика.
- 30.4. Заказчик, по просьбе Подрядчика, может предоставить на согласованных условиях в его пользование вспомогательные средства для перемещения оборудования, оснастки, деталей и т.д.
- 30.5. Подрядчик обязан обеспечить сохранность и установленные в НТД условия хранения переданных ему материалов, запасных частей и оборудования. В случае нарушения условий хранения - возместить убытки, причиненные Заказчику нарушением условий их хранения.

### **31. ПОРЯДОК И ЧИСТОТА**

- 31.1. Подрядчик обязуется постоянно поддерживать чистоту и порядок на ремонтной площадке и рабочих местах, в подсобных помещениях, соблюдать санитарно-гигиенические нормы. Мусор убирается в специальные контейнеры или на отведенные для этой цели места.
- 31.2. Подрядчик под руководством Заказчика производит отсортировку остатков материалов; металлолом и отходы подлежат складированию в специально отведенных местах или погрузке в транспортные средства Заказчика.
- 31.3. Металлолом, собранный в результате уборок, в течение недели находится в распоряжении Подрядчика, после чего он переходит в ведение Заказчика. Заказчик не принимает никаких претензий со стороны Подрядчика после вывоза с территории металлолома.
- 31.4. Заказчик имеет право принять меры к Подрядчику в случае не поддержания должного порядка и несоблюдения чистоты на рабочих местах вплоть до отстранения бригады от работы до устранения замечаний, работа считается не принятой Заказчиком до тех пор, пока рабочее место не будет убрано.
- 31.5. По окончании выполнения ремонтных работ Подрядчик обязан вывезти все собственное оборудование, оставшиеся материалы, отходы, мусор и т.д. в соответствии с требованиями и в сроки, установленные Заказчиком.
- 31.6. В случае неудовлетворительно проведенной работы по уборке ремонтной площадки Заказчик организует дополнительные работы за счет Подрядчика.
- 31.7. Приемка оборудования из ремонта на чистоту оформляется актом между Подрядчиком и Заказчиком.

### **32. РЕЖИМ РАБОЧЕГО ДНЯ**

- 32.1. Подрядчик обязан выполнять производственный распорядок дня, установленный у Заказчика. Производственный распорядок дня должен способствовать выполнению Договора в предусмотренный срок.
- 32.2. Время, затраченное на путь до рабочего места не включается в счет рабочего времени.

32.3. Режим рабочего дня определяется Подрядчиком и Заказчиком в зависимости от графика останова объекта ремонта.

До начала выполнения договорных работ Подрядчик представляет для утверждения график рабочего дня, который Подрядчик предполагает установить. Все мероприятия, связанные с изменением распорядка дня, такие, как например, работа и ночное время или работа в выходные и праздничные дни, должны быть заранее утверждены Заказчиком.

32.4. Заказчик оставляет за собой право менять график рабочего дня, установленный Подрядчиком в тех случаях, когда того требует производственная необходимость. Заказчик может организовать сменную работу или работу в выходные и праздничные дни в приказном порядке с дополнительной оплатой по соглашению Сторон.

### **33. КОНТРОЛЬ И КВАЛИФИКАЦИЯ ПЕРСОНАЛА**

33.1. По просьбе Заказчика Подрядчик предоставляет ему информацию о количестве занятого персонала с указанием специальности и должности. С целью упрощения и облегчения данной работы Заказчик может передать Подрядчику формуляры (бланки), которые должны будут систематически заполняться. Заказчик может самостоятельно провести сбор информации, фиксируя физическое присутствие работающих на всех участках.

33.2. Подрядчик должен использовать опознавательную символику для своего персонала. Во избежание совпадений Подрядчик должен согласовать с Заказчиком применение той или иной опознавательной символики. Заказчик по согласованию с Подрядчиком может установить дополнительные требования по идентификации персонала Подрядчика.

33.3. Персонал Подрядчика должен иметь высокий профессиональный уровень, подтвержденный соответствующими документами. В случае несоответствия работника занимаемой должности он должен быть заменен Подрядчиком в согласованный Сторонами срок.

5. ПРИЛОЖЕНИЯ: ТИПОВЫЕ ФОРМЫ ДЛЯ ВКЛЮЧЕНИЯ В СОСТАВ КОНКУРСНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ.

**Приложение 1**

**Анкета Участника конкурса**

**начало формы**

Наименование Участника конкурса: \_\_\_\_\_

№ п/п	Наименование	Сведения об участнике конкурса (заполняется Участником конкурса)
1.	Организационно-правовая форма и фирменное наименование Участника конкурса	
2.	Учредители (перечислить наименования и организационно-правовую форму или Ф.И.О. всех учредителей, чья доля в уставном капитале превышает 10%)	
3.	Свидетельство о внесении в Единый государственный реестр юридических лиц (дата и номер, кем выдано)	
4.	ИНН/КПП Участника конкурса	
5.	Юридический адрес	
6.	Почтовый адрес	
7.	Филиалы: перечислить наименования и почтовые адреса	
8.	Банковские реквизиты (наименование и адрес банка, номер расчетного счета Участника конкурса в банке, телефоны банка, прочие банковские реквизиты)	
9.	Телефоны Участника конкурса (с указанием кода города)	
10.	Факс Участника конкурса (с указанием кода города)	
11.	Адрес электронной почты Участника конкурса	
12.	Фамилия, Имя и Отчество руководителя Участника конкурса, имеющего право подписи согласно учредительным документам Участника конкурса, с указанием должности и контактного телефона	
13.	Фамилия, Имя и Отчество ответственного лица Участника конкурса с указанием должности и контактного телефона	

\_\_\_\_\_ (подпись, М.П.)

\_\_\_\_\_ (фамилия, имя, отчество подписавшего, должность)

**конец формы**

**Инструкция по заполнению Анкеты** (данные инструкции не следует воспроизводить в документах, подготовленных Участником конкурса):

1. Участник конкурса приводит номер и дату письма о подаче оферты, приложением к которому является данная анкета.
2. Участник конкурса указывает свое фирменное наименование (в т.ч. организационно-правовую форму) и свой адрес.
3. Участники конкурса должны заполнить приведенную выше таблицу по всем позициям. В случае отсутствия каких-либо данных указать слово «нет».
4. В графе 8 «Банковские реквизиты...» указываются реквизиты, которые будут использованы при заключении Договора.

Приложение 2

Справка о перечне и годовых объемах выполнения аналогичных договоров

**начало формы**

Наименование Участника конкурса: \_\_\_\_\_

№ п/п	Сроки выполнения (год и месяц начала выполнения договора – год и месяц фактического или планируемого окончания выполнения договора, для незавершенных договоров- процент выполнения)	Заказчик (наименование, адрес, контактное лицо с указанием должности, контактные телефоны)	Номенклатура и объем основных ремонтных работ	Сумма договора, рублей	Сведения о рекламациях по перечисленным договорам
1.					
2.					
....					
ИТОГО за полный 200__ год <i>[указать год, например «2004»]</i>					
1.					
2.					
....					
ИТОГО за завершившийся отчетный период текущего года <i>[указать, в зависимости от обстоятельств, например «I квартал 2005 года», «I—II кварталы 2006 года» и т.д.]</i>					

\_\_\_\_\_  
(подпись, М.П.)

\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество подписавшего, должность)

**конец формы**

**Инструкция по заполнению Справки о перечне и годовых объемах выполнения аналогичных договоров** (данные инструкции не следует воспроизводить в документах, подготовленных Участником конкурса):

1. Участник конкурса приводит номер и дату письма о подаче оферты, приложением к которому является данная справка.
2. В этой форме Участник конкурса указывает перечень и годовые объемы выполнения аналогичных договоров, сопоставимых по объемам, срокам выполнения и прочим требованиям.  
Следует указать не менее трех, но не более десяти аналогичных договоров. Участник конкурса может самостоятельно выбрать договоры, которые, по его мнению, наилучшим образом характеризует его опыт.
3. Участник конкурса может включать и незавершенные договоры, обязательно отмечая данный факт.

### Приложение 3

#### Сведения об аналогичном договоре

#### начало формы

Наименование Участника конкурса: \_\_\_\_\_

1	Наименование и номер договора: _____
2	Наименование заказчика: _____
3	Адрес заказчика: _____ Телефон и факс заказчика: _____
4	Характер, особенности и объем работ в натуральном выражении: _____ (вид оборудования, объем поставок, места установки и т.п.)
5	Роль в осуществлении договора: _____ (выбрать: единственный исполнитель, генеральный подрядчик или субподрядчик)
6	Общая договорная стоимость: _____, из них собственных поставок, работ и услуг: _____ (в конкретной валюте на дату завершения; по текущим договорам - на дату заключения)
7	Эквивалент в рублях: _____ и долларах США: _____ (по текущему курсу ЦБ)
8	Дата заключения договора: _____
9	Дата завершения поставок, работ и услуг по договору : _____
10	Срок выполнения договора (лет, месяцев)
11	Особые требования Заказчика: _____

Приложения: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(подпись, М.П.)

\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество подписавшего, должность)

#### конец формы

**Инструкция по заполнению Сведений об аналогичном договоре** (данные инструкции не следует воспроизводить в документах, подготовленных Участником конкурса):

1. Участник должен заполнить данную форму для каждого из заявляемых аналогичных договоров.
2. Более подробные сведения о договоре, отзывы и рекомендательные письма заказчика и т.п. по желанию Участника прикладываются к данной форме.



Приложение 4

Справка о материально-технических ресурсах

начало формы

Наименование Участника конкурса: \_\_\_\_\_

№ п/п	Наименование	Местонахождение	Право собственности или иное право (хозяйственного ведения, оперативного управления)	Предназначение (с точки зрения выполнения Договора)	Состояние	Примечания
1.						
2.						
3.						
...						

\_\_\_\_\_  
(подпись, М.П.)

\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество подписавшего, должность)

конец формы

**Инструкции по заполнению Справки о материально-технических ресурсах (данные инструкции не следует воспроизводить в документах, подготовленных Участником конкурса):**

34. Участник конкурса указывает свое фирменное наименование (в т.ч. организационно-правовую форму) и свой адрес.

35. В данной справке перечисляются материально-технические ресурсы, которые Участник конкурса считает ключевыми и планирует использовать в ходе выполнения Договора (склады, транспортные средства, средства обеспечения условий хранения продукции в процессе перевозки, средства связи, компьютерной обработки данных и тому подобное).

**Приложение 5**

**Справка о кадровых ресурсах**

**начало формы**

Наименование Участника конкурса: \_\_\_\_\_

№ п/п	Фамилия, имя, отчество специалиста	Образование (какое учебное заведение окончил, год окончания, полученная специальность)	Должность, профессия, разряд рабочего	Стаж работы в данной должности, лет
Руководящее звено (руководитель и его заместители, начальники производственных цехов (подразделений) и участков)				
1.				
2.				
3.				
...				
Инженерно-технические специалисты (прорабы, инженеры, мастера и т.п.)				
1.				
2.				
3.				
...				
Высококвалифицированные рабочие (слесаря 5,6 разрядов, аттестованные сварщики, дефектоскописты и т.п.)				
1.				
2.				
3.				
...				

\_\_\_\_\_  
(подпись, М.П.)

\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество подписавшего, должность)

**конец формы**

*Инструкция по заполнению Справки о кадровых ресурсах (данные инструкции не следует воспроизводить в документах, подготовленных Участником конкурса):*

1. Участник конкурса приводит номер и дату письма о подаче оферты, приложением к которому является данная справка.
2. В данной справке перечисляются работники, которые будут непосредственно привлечены Участником конкурса в ходе выполнения Договора.

**Приложение 6**

**Справка  
о технологических и нормативно-  
технических документах, в соответствии с которыми  
предлагается выполнение работ по Договору**

**начало формы**

Наименование Участника конкурса: \_\_\_\_\_

№ п/п	Наименование документа	Организация- разработчик	Год разработки

\_\_\_\_\_  
(подпись, М.П.)

\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество подписавшего, должность)

**конец формы**

***Инструкция по заполнению Справки о технологических и нормативно-технических документах (данные инструкции не следует воспроизводить в документах, подготовленных Участником конкурса):***

1. В этой форме Участник конкурса указывает технологические процессы и инструкции, ТУ на ремонт, руководства по ремонту, конструкторская документация заводоизготовителей и другие документы, в соответствии с которыми будут производиться работы по ремонту оборудования (зданий и сооружений).

Приложение 7

**Форма письма о наличии у Участника конкурса связей, носящих характер аффилированности с сотрудниками Заказчика или Организатора конкурса**

**начало формы**

Уважаемые господа!

При рассмотрении нашей конкурсной заявки просим учесть следующие сведения о наличии у \_\_\_\_\_ *[указывается наименование Участника конкурса]* связей, носящих характер аффилированности с лицами, являющимися \_\_\_\_\_ *[указывается кем являются эти лица, пример: учредители, сотрудники, и т.д.]* Заказчика *[и/или Организатора конкурса, или иной организацией, подготовившей проектную документацию, спецификацию и другие документы непосредственно связанные с проведением данного конкурса]* а именно:

1. \_\_\_\_\_ *[указывается Ф.И.О. лица, его место работы, должность; кратко описывается почему связи между данным лицом и Участником конкурса могут быть расценены как аффилированность];*
2. \_\_\_\_\_ *[указывается Ф.И.О. лица, его место работы, должность, кратко описывается почему связи между данным лицом и Участником конкурса могут быть расценены как аффилированность];*
3. ....

\_\_\_\_\_  
(подпись, М.П.)

\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество подписавшего, должность)

**конец формы**

***Инструкция по заполнению Формы письма о наличии у Участника конкурса связей, носящих характер аффилированности с сотрудниками Заказчика или Организатора конкурса (данные инструкции не следует воспроизводить в документах, подготовленных Участником конкурса):***

1. Участник конкурса приводит номер и дату письма о подаче оферты, приложением к которому является данное Информационное письмо.
2. Участники конкурса должен заполнить приведенное выше информационное

письмо, указав всех лиц которые, по его мнению, могут быть признаны аффилированными с ним. В случае если, по мнению Участника конкурса таких лиц нет, то в письме пишется фраза *«При рассмотрении нашей конкурсной заявки просим учесть, что у \_\_\_\_\_ [указывается наименование Участника конкурса] НЕТ связей, которые могут быть признаны носящими характер аффилированности с лицами так или иначе связанными с Заказчиком, Организатором конкурса, или иной организацией, подготовившей проектную документацию, спецификацию и другие документы непосредственно связанные с проведением данного конкурса».*

3. При составлении данного письма Участник конкурса должен учесть, что сокрытие любой информации о наличии связей, носящих характер аффилированности между Участником конкурса и любыми лицами, так или иначе связанными с Заказчиком, Организатором конкурса, или иной организацией, подготовившей проектную документацию, спецификацию и другие документы непосредственно связанные с проведением данного конкурса может быть признано конкурсной комиссией существенным нарушением условий данного конкурса, и повлечь отклонение заявки такого Участника.

Приложение 8

**Дополнительные формы.**

**[Данные формы могут применяться Заказчиками в случае необходимости в зависимости от конкретной ситуации]**

Форма 8-1. Сведения об общем опыте работы

Наименование Участника конкурса: \_\_\_\_\_

**Справка о доходах Участника по основному виду деятельности**

Год	Общая сумма доходов по основному виду деятельности за год, руб.
2001	
2002	
2003	
2004	
1-е полугодие 2005 г.	

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата М.П.)

\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество подписавшего, должность)

Форма 8-2. Справка об участии в судебных разбирательствах начиная с 2003 года  
 Наименование Участника конкурса: \_\_\_\_\_

№ п/п	Год начала и окончания судебного разбирательства	Наименование и адрес истца	Наименование и адрес ответчика	Принятое решение	Предмет иска, оспоренная сумма, тыс. руб.

\_\_\_\_\_  
 (подпись, дата М.П.)

\_\_\_\_\_  
 (фамилия, имя, отчество подписавшего, должность)

***Инструкции по заполнению***

1. В этой форме Участник указывает все судебные разбирательства, которые были инициированы им, партнерами по выполненным (выполняемым) договорам, аналогичным заключаемым по результатам конкурса, или третьими лицами, в связи с выполнением аналогичных договоров.

2. Если Участник не участвовал в судебных разбирательствах, в данной таблице приводятся слова «В СУДЕБНЫХ РАЗБИРАТЕЛЬСТВАХ НЕ УЧАСТВОВАЛ».

Форма 8-3. Справка-характеристика (референция) от обслуживающего Участника банка

В конкурсную комиссию

**Рекомендательное письмо обслуживающего банка по форме, принятой в банке**

---

**Руководитель бан-  
ка**

\_\_\_\_\_  
*(подпись)*

\_\_\_\_\_  
*(Ф.И.О.)*

\_\_\_\_\_  
*(дата)*

**Главный бухгалтер  
банка**

\_\_\_\_\_  
*(подпись)*

\_\_\_\_\_  
*(Ф.И.О.)*

\_\_\_\_\_  
*(дата)*

**М.П.**

**Инструкции по заполнению**

1. Форма печатается на бланке банка.
2. Сведения о надежности и платежеспособности Участника конкурса-клиента банка даются в произвольной форме.
3. Для объединений поставщиков данная форма заполняется только для лидера объединения.



**Форма 8-4. Образец доверенности на право получения информации у банков, обслуживающих Участника конкурса**

г. \_\_\_\_\_ дата совершения: « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2004 г.

ДОВЕРЕННОСТЬ № \_\_\_\_

Настоящей доверенностью \_\_\_\_\_ (наименование участника конкурса, его адрес) доверяет Организатору конкурса – \_\_\_\_\_ (наименование Организатора), в рамках проводимого им конкурса по \_\_\_\_\_ (наименование конкурса), получать информацию, касающуюся наличия у \_\_\_\_\_ (наименование участника конкурса) необходимых финансовых ресурсов (оборотных средств в достаточных объемах для выполнения Контракта, доступа к кредитной линии (линиям) и других финансовых ресурсов) у следующих банков, обслуживающих \_\_\_\_\_ (наименование участника конкурса):

1. (наименование и адрес банка, обслуживающего участника конкурса);
2. (наименование и адрес банка, обслуживающего участника конкурса);
3. ....

Настоящая доверенность выдана на весь срок проведения конкурса и действительна до \_\_\_\_\_

Должность руководителя организации \_\_\_\_\_

(Ф.И.О.)

(подпись)

М.П.