

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО СОСТАВЛЕНИЮ
МЕСТНЫХ ИНСТРУКЦИЙ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ
ГИДРОТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ
И МЕХАНИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ГИДРОГЕНЕРАТОРА**

РД 34.31.502-97

СОДЕРЖАНИЕ

[1. Общая часть](#)

[2. Краткая характеристика оборудования](#)

[3. Критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы оборудования](#)

[4. Организация эксплуатации](#)

[5. Техническое обслуживание гидроагрегата под нагрузкой](#)

5.1. Общие требования

5.2. Обслуживание оборудования, работающего под нагрузкой

5.3. Обслуживание гидроагрегата после ремонта

5.3.1. Общие требования

5.3.2. Подготовка к пуску гидроагрегата

5.3.3. Условия, запрещающие пуск гидроагрегата

5.3.4. Пуск гидроагрегата

5.3.5. Останов гидроагрегата

[6. Проверки и осмотры оборудования](#)

[7. Режимы работы гидроагрегата](#)

7.1. Водно-энергетические режимы

7.2. Перевод гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора и из этого режима в генераторный режим

[Приложение. Перечень нормативно-технических документов](#)

Разработано Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС"

Исполнители В.А. УСТАЛОВ, Т.П. УСТАЛОВА

Утверждено Департаментом науки и техники РАО "ЕЭС России" 08.01.97 г.

Начальник А.П. БЕРСЕНЕВ

Согласовано с Департаментом эксплуатации энергосистем и электрических станций РАО "ЕЭС России" 15.01.97 г.

Начальник В.И. ГОРОДНИЦКИЙ

Срок действия установлен с 01.06.98 г.

Настоящие Методические указания устанавливают порядок составления производственных инструкций по эксплуатации гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенератора конкретных гидроэлектростанций с учетом местных условий.

Методические указания предназначены для применения на всех гидроэлектростанциях РАО "ЕЭС России".

При составлении Методических указаний учтены требования действующих ПТЭ, отраслевых и межотраслевых руководящих документов, относящихся к эксплуатации гидротурбинного оборудования, а также опыт эксплуатации и наладочных работ ряда гидроэлектростанций, накопленный за последние годы.

С выходом настоящих Методических указаний утрачивают силу "Методические указания по составлению местных инструкций по эксплуатации гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенератора: МУ 34-70-042-83". (М.: СПО Союзтехэнерго, 1983).

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. В Методических указаниях даются рекомендации по составлению местных инструкций по эксплуатации и обслуживанию гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенератора при

различных режимах работы.

Вопросы эксплуатации гидромеханического и вспомогательного оборудования, аппаратуры автоматики, КИП и защит рассмотрены в объеме их участия в обеспечении надежной работы гидроагрегата.

1.2. В местной инструкции по эксплуатации гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенератора должны быть приведены:

- краткая характеристика оборудования установки;
- критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы оборудования;
- порядок подготовки к пуску; порядок пуска, останова и обслуживания оборудования во время нормальной эксплуатации, после ремонта и в аварийных режимах;
- порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям оборудования;
- требования по безопасности труда, взрыво- и пожаробезопасности, специфические для данной установки.

1.3. Инструкции должны пересматриваться не реже одного раза в 5 лет.

В случае изменения состояния или условий эксплуатации оборудования соответствующие дополнения должны быть внесены в инструкции и доведены до сведения работников, для которых обязательно знание этих инструкций, о чем должна быть сделана запись в журнале распоряжений.

Во всех случаях все изменения должны быть подписаны лицом, которое их внесло; должна быть указана дата внесения изменения.

При пересмотре документа на титульном листе ставится отметка "Пересмотрено", дата и подпись главного инженера гидроэлектростанции.

Перечень нормативно-технических документов, рекомендуемых для использования при составлении местных инструкции по эксплуатации гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенератора, приводится в приложении.

2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ

2.1. В инструкции дается перечень и характеристики узлов гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенератора:

- турбина (рабочее колесо, вал, статор, крышка турбины, направляющий аппарат и подшипник);
- турбинные водоводы (спиральная камера, отсасывающая труба);
- устройства питания собственных нужд гидротурбинной установки электроэнергией, водой, маслом и воздухом;
- дренажные устройства турбины;
- лекажные устройства системы регулирования и смазки;
- система охлаждения гидроагрегата;
- система осушения проточной части;
- аэрационные устройства турбинных водоводов;
- устройства и оборудование для отжатия воды из камеры рабочего колеса для гидроагрегатов, используемых в режиме синхронных компенсаторов (СК);
- автоматический регулятор частоты вращения (скорости) гидротурбины;
- маслонапорная установка с насосами и маслопроводами;
- затворы гидротурбинного блока (ремонтные и аварийные) с подъемными механизмами;
- сороудерживающие решетки;
- решеткоочистное оборудование и устройства для защиты гидротурбины от шуги (льда);
- механическая часть генератора, включающая генераторный вал, направляющие подшипники, подпятник, несущие крестовины, фундаментные крепления статора генератора, тормозную систему и систему смазки и охлаждения подшипников;
- аппаратура автоматики гидротурбины и механической части генератора;
- устройства управления, сигнализации и контроля работы механизмов установки и пр.

По каждому виду оборудования должны быть кратко указаны соответственно: название, тип, мощность, частота вращения, производительность, диаметры, давление, емкость и другие основные и характерные для него параметры.

3. КРИТЕРИИ И ПРЕДЕЛЫ БЕЗОПАСНОГО СОСТОЯНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ

3.1. Устройство, эксплуатация и ремонт гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенератора ГЭС должны отвечать требованиям "Правил техники безопасности при эксплуатации водного хозяйства, гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования электростанций" (см. приложение, п.6).

3.2. Режимы работы гидроагрегата должны назначаться, исходя из показателей надежности, заданных заводами-изготовителями и выявленных в процессе эксплуатации.

3.3. На основании данных заводов-изготовителей оборудования, результатов, полученных за несколько

лет эксплуатации, устанавливаются предельные значения нагрузок, протечек, утечек, вибраций, биений вала, температур, давлений, при превышении которых работа гидроагрегатов не допускается. Эти значения вносятся в местную инструкцию по эксплуатации гидроагрегатов, которая должна быть подписана начальником цеха и утверждена главным инженером гидроэлектростанции. Места измерений указанных параметров на гидроагрегате с целью их контроля должны быть постоянны и зафиксированы.

3.4. В местной инструкции по эксплуатации должны быть указаны предельные значения перечисленных показателей, характеризующих работу гидроагрегата, и необходимые действия персонала, а также работа средств автоматики в случае превышения этих значений.

К таким показателям относятся: напор, мощность, вакуум в отсасывающей трубе; перепад давления на сороудерживающих решетках; высота отсасывания при разных нагрузках, напорах и уровнях нижнего бьефа; температура сегментов опорных и упорных подшипников; температура масла системы смазки; температура меди и железа статора генератора; перепад температур "горячего и холодного" воздуха генератора; биение вала у шейки турбинного и генераторного подшипников; вибрация опорных узлов; расход воды на смазку турбинного подшипника; давление в системе регулирования; уровни масла в котле и баке маслонапорной установки (МНУ); уровни масла в ваннах подшипников; уровни масла в емкостях системы смазки горизонтальных гидроагрегатов, гарантии регулирования.

3.5. Для возможности осуществления контроля, поддержания в заданных пределах и выполнения необходимых действий при обнаружении неисправности на все масляные резервуары агрегата (котел и бак МНУ, ванны подшипников и подпятников, лекажный бак) должны быть нанесены и зафиксированы в местной инструкции нормальные и допустимые пределы изменения уровней масла.

3.6. Для осуществления нормальной эксплуатации и контроля за работой турбины, механической части гидрогенератора и вспомогательного оборудования они должны быть оборудованы следующими контрольно-измерительными устройствами:

3.6.1. Гидротурбины — манометрами для измерения давления в спиральной камере, перед рабочим колесом, а также мановакуумметром для измерения давления в отсасывающей трубе; устройствами контроля смазки подшипников, уровня воды на крышке турбины, указателями положения стационарных аварийных затворов перед турбиной (при их наличии) и перепада давления на сороудерживающих решетках; на ГЭС должны быть установлены и действовать устройства для дистанционного измерения уровней верхнего и нижнего бьефов и измерения напора.

3.6.2. Регуляторы частоты вращения — указателями частоты вращения турбины, открытия направляющего аппарата, угла разворота лопастей рабочих колес у турбин поворотного-лопастного типа; положения ограничителя открытия; шкалами с указателями положения механизмов остающейся степени неравномерности и изменения частоты вращения; манометрами для контроля состояния фильтров.

3.6.3. Маслонапорная установка—устройством контроля давления масла в котле МНУ; реле давления, действующим на включение рабочего насоса, резервного насоса, останов агрегата при снижении давления в котле до предельно допустимого значения, на отключение маслососов; масломерным стеклом на котле; устройством контроля уровня масла в сливном баке, действующим на сигнал при снижении уровня масла в баке до аварийно низкого и при повышении уровня выше допустимого.

3.6.4. Сливные трубопроводы охлаждающей воды пяты и направляющих подшипников генератора — струйными реле или датчиками струи, а масляные ванны — указателями и датчиками уровня масла.

3.7. Для контроля теплового состояния механизмов гидроагрегата должны быть предусмотрены устройства, позволяющие измерять и регистрировать температуру сегментов подпятника, направляющих подшипников гидроагрегата и масла в системе смазки подшипников.

3.8. При использовании для торможения технического воздуха воздухоосборники должны быть оборудованы устройствами, обеспечивающими автоматическое поддержание давления воздуха, и иметь сигнализацию минимально допустимого давления.

3.9. Турбинные затворы, как правило, должны автоматически закрываться как при обычном, так и при аварийном останове агрегата; на пульте управления ГЭС должны быть указатели крайних положений затвора: "Полностью открыт", "Полностью закрыт".

3.10. Для сигнализации о неисправностях и о нарушении нормальной работы, а также защиты от повреждений и развития аварийного состояния механическая часть гидроагрегата должна быть оборудована следующими защитами и сигнализациями:

гидромеханическими защитами, действующими на включение резерва (при его наличии) и предупредительной сигнализации — при снижении давления масла в котле МНУ до уставки включения резервного насоса, снижении уровня масла в сливном баке МНУ, снижении уровня масла в ванне генераторного подшипника, снижении уровня масла в ванне подпятника, снижении расхода воды на охлаждение подпятника и генераторных подшипников, снижении расхода воды на смазку подшипника турбины, повышении температуры подшипников и сегментов подпятника, поломке разрывных устройств лопаток направляющего аппарата, повышении уровня воды на крышке турбины, а на капсульных агрегатах — в капсуле при переполнении лекажного бака агрегата, снижении уровня масла в расходном баке смазки капсульного агрегата и включении резервного насоса смазки, переполнении нижнего (сливного) бака смазки капсульных агрегатов;

гидромеханическими защитами, действующими на останов гидроагрегата и включение аварийной

(световой и звуковой) сигнализации — при повышении температуры подшипников и подпятников выше допустимой, снижении расхода воды на смазку подшипника турбины ниже допустимого, снижении давления масла в котле МНУ ниже допустимого, закрытии затвора перед турбиной (или сбросе затвора на напорном бассейне) работающего агрегата, снижении уровня масла в расходном баке смазки ниже аварийно низкого для капсульных агрегатов, повышении частоты вращения при сбросе нагрузки до уставки срабатывания защиты от разгона.

3.11. Безопасность производства эксплуатационных и ремонтных работ обеспечивается в соответствии с требованиями "Правил техники безопасности при эксплуатации водного хозяйства, гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования электростанций".

4. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

4.1. На ГЭС приказом руководителя должны быть назначены лица, ответственные за состояние и безопасную эксплуатацию всех элементов энергоустановок, а также определены должностные обязанности всего персонала по следующим направлениям:

- управлению технологическими процессами;
- организации надзора за техническим состоянием оборудования, зданий и сооружений;
- разработке, организации и учету выполнения мероприятий, обеспечивающих безопасную и экономичную эксплуатацию объекта;
- расследованию и учету всех нарушений в эксплуатации;
- контролю за соблюдением требований нормативно-технических документов по эксплуатации, ремонту и наладке.

4.2. Персонал технических служб должен производить периодическое техническое освидетельствование оборудования не реже одного раза в 5 лет.

В объем периодического технического освидетельствования на основании действующих нормативно-технических документов должны быть включены: наружный и внутренний осмотры, проверка технической документации, испытания в целях обеспечения безопасности работы оборудования (гидравлические испытания, настройка предохранительных клапанов и т.п.).

Целью технического освидетельствования является оценка состояния и выработка мероприятий, направленных на обеспечение безопасности работы оборудования.

4.3. Если выявлены аварийно-опасные дефекты энергоустановок или нарушения, влияющие на безопасную эксплуатацию, а также если истек срок очередного технического освидетельствования, дальнейшая эксплуатация обследуемого объекта запрещается.

Под аварийно-опасными дефектами следует понимать состояние, при котором: показатели надежного или безопасного состояния оборудования вышли за пределы, установленные нормами или правилами, по повреждению или разрушению еще не произошло; произошел отказ устройств контроля безопасного состояния (манометров, термометров, датчиков уровня и т.д.);

требуется изменение режима, при котором возможно нарушение предела безопасности; отсутствуют дублирующие устройства) и невозможно каким-либо способом компенсировать выход из работы основных защит или сигнальных устройств контроля безопасного состояния объекта.

В этих случаях для предотвращения возможного повреждения оборудования энергоустановка или ее часть должна быть немедленно выведена из работы оперативным персоналом самостоятельно, а при выявлении таких случаев контролирующими лицами (представителями Госинспекции по эксплуатации электростанций и сетей, лицами, ответственными за состояние и безопасную эксплуатацию и др.) должен быть выдан запрет на дальнейшую работу энергоустановки или ее части.

Во всех случаях выявления эксплуатации с превышением критериев безопасного состояния должны приниматься незамедлительные меры по останову оборудования и производиться работа с лицами, допускающими такую эксплуатацию (специальное обучение, инструктажи, тренировки, проверка на профпригодность, внеочередные квалификационные проверки и др.).

4.4. Постоянный контроль за техническим состоянием оборудования должен обеспечиваться оперативным, оперативно-ремонтным и ремонтным персоналом.

Периодический осмотр оборудования должны производить лица, ответственные за его состояние и безопасную эксплуатацию. Периодичность осмотра должна быть установлена главным инженером гидроэлектростанции, результаты осмотра должны фиксироваться в специальном журнале.

5. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ГИДРОАГРЕГАТА ПОД НАГРУЗКОЙ

5.1. Общие требования

5.1.1. Техническое обслуживание действующего оборудования электростанций предусматривает выполнение комплекса операций по осмотру, контролю, смазке, регулировке, не требующих вывода его в текущий ремонт.

5.1.2. Объем технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния энергоустановок, периодического их восстановления и приведения в соответствие с меняющимися условиями работы.

5.1.3. Состав работ по техническому обслуживанию и периодичность (график) их выполнения для каждого вида оборудования устанавливается с учетом требований завода-изготовителя и местных условий.

5.1.4. Назначаются ответственные исполнители технического обслуживания в зависимости от содержания работ (эксплуатационный или ремонтный персонал).

5.1.5. Заводятся журналы по техническому обслуживанию по видам оборудования, в которые должны вноситься сведения о выполненных работах по техническому обслуживанию и исполнителях по формам, рекомендованным ГОСТ 2601-68.

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

5.1.6. Гидроагрегаты должны работать в режиме автоматического регулирования. Перевод регуляторов гидротурбин в режим работы на ограничителе открытия или на ручное управление, допускается в исключительных случаях по разрешению главного инженера ГЭС по согласованию с диспетчером энергосистемы.

5.1.7. Работающий гидроагрегат должен быть немедленно остановлен действием защит или персоналом в следующих случаях:

- пожара в генераторе;
- снижения давления масла в системе регулирования ниже допустимого предела;
- снижения уровня масла в ваннах пяты, подшипников и масловоздушном котле МНУ ниже установленного минимума;
- повышения температуры сегментов подшипников и подпятника гидроагрегата сверх допустимого предела;
- прекращения подачи воды на смазку турбинного подшипника;
- повышения частоты вращения ротора гидроагрегата сверх значения, установленного заводами-изготовителями;
- обрыва троса обратных связей в системе регулирования;
- выхода из строя системы управления лопастями поворотных турбин.

Кроме того, гидроагрегат должен быть немедленно остановлен в других случаях, оговоренных местными инструкциями с учетом конструктивных особенностей гидроагрегата.

5.1.8. Гидроагрегат должен быть разгружен или остановлен по согласованию с главным инженером гидроэлектростанции в следующих случаях:

- выявления неисправности технологических защит, действующих на останов оборудования;
- неисправной работы системы регулирования;
- появления стуков и необычных шумов в проточной части гидротурбины или внутри генератора;
- увеличении биений вала гидроагрегата и вибрации опорных узлов агрегата, маслопроводов и золотников системы регулирования;
- повышения уровня воды на крышке турбины сверх допустимого значения при отказе или недостаточной подаче насосов откачки;
- уменьшения подачи воды к турбинному подшипнику с водяной смазкой;
- нарушения нормальной работы вспомогательного оборудования, если устранение причин нарушения невозможно без останова агрегата.

5.2. Обслуживание оборудования, работающего под нагрузкой

5.2.1. Оперативный персонал во время работы гидроагрегата должен выполнять следующие работы: регулярно осматривать все оборудование; периодичность и объем осмотров устанавливаются местной инструкцией;

регулярно заполнять суточную ведомость; объем контролируемых параметров и периодичность измерений устанавливаются местной инструкцией;

регулярно производить чистку масляных и водяных фильтров;

периодичность чистки фильтров устройств и технология устанавливаются местной инструкцией;

следить за положением указательных реле на панели сигнализации (нормально флажок всех указательных реле должен быть поднят);

следить за работой регулятора частоты вращения гидроагрегата, отсутствием качаний, толчков и заеданий в механизмах;

производить в соответствии с графиком чистку фильтров колонки регулятора частоты вращения гидроагрегата; последовательность операций при чистке должна быть указана в местной инструкции;

наблюдать за показаниями манометра, измеряющего давление перед побудительным золотником на колонке регулятора частоты вращения; если давление по манометру начинает снижаться, необходимо произвести внеочередную чистку фильтров колонки;

производить смазку узлов оборудования в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером; поддерживать в заданных пределах температуру охлаждающего воздуха генератора.

5.2.2. При работе предупредительной сигнализации дежурный персонал должен немедленно принять меры, чтобы не допустить достижения рабочими параметрами гидроагрегата значений, которые могут вызвать его отключение.

5.2.3. При обнаружении каких-либо неисправностей в работе основного оборудования или отклонения показаний приборов от нормальных значений следует немедленно выяснить и устранить вызвавшие их причины.

5.2.4. Дежурный персонал ГЭС обязан проверять состояние резервных гидроагрегатов наравне с работающими агрегатами и поддерживать готовность их к немедленному пуску.

5.3. Обслуживание гидроагрегата после ремонта

5.3.1. Общие требования

Объем технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния энергоустановок, периодического их восстановления и приведения в соответствие с меняющимися условиями работы.

Поэтому персонал гидроэлектростанции ведет работу по уточнению сроков службы отдельных узлов и деталей и на основании этого вносит в соответствующую документацию исправления. Такая работа позволяет, с одной стороны, сократить затраты на техническое обслуживание и ремонт, сокращая объемы и увеличивая межремонтный период, а с другой — своевременно принять меры по модернизации оборудования для обеспечения необходимой долговечности.

Поскольку со временем на каждой ГЭС меняются условия эксплуатации, вызываемые графиком нагрузки, степенью износа оборудования и др., работа по уточнению объемов и сроков технического обслуживания и ремонта носит систематический характер.

Приемка оборудования из капитального или среднего ремонта начинается еще во время его ремонта по мере готовности отдельных узлов и механизмов. В этот период руководители работ предприятий и организаций, участвующих в ремонте, предъявляют приемочной комиссии документацию, составленную в процессе ремонта: карты измерений, протоколы испытаний, ведомость выполненных работ, сертификаты на использованные в процессе ремонта материалы и запасные части; производится опробование механизмов.

По результатам осмотра агрегата, испытаний и опробования механизмов, проверки и анализа предъявленной документации приемочная комиссия дает разрешение на его пуск и опробование под нагрузкой в течение 48 ч.

Продолжительность испытания под нагрузкой в течение 48 ч определена в результате длительной практики. В течение этого срока достигается стабильная работа энергооборудования при номинальной нагрузке и номинальных рабочих параметрах.

Для четкого регламентирования взаимоотношений между ремонтной организацией и заказчиком, а также между электростанцией и диспетчерской службой следует руководствоваться требованиями ПТЭ, в которых установлены критерии окончания ремонтных работ и перехода энергетического оборудования из состояния ремонта в состояние работы.

5.3.2. Подготовка к пуску гидроагрегата

5.3.2.1. До начала подготовки к пуску после капитального (текущего) ремонта должны быть закончены все ремонтные работы, о чем руководством цеха (участка) должна быть сделана запись в журнале распоряжений. Гидроагрегат подготавливается к пуску оперативным персоналом при участии ремонтного персонала.

5.3.2.2. Наладочные работы на гидроагрегате должны выполняться по специальной программе, утвержденной главным инженером ГЭС (каскада ГЭС).

5.3.2.3. Заполнение маслом и воздухом МНУ осуществляется по программе, составленной конкретно для каждой ГЭС

При составлении такой программы рекомендуется следующая последовательность операций:

сливной бак МНУ заполняется маслом до уровня его опорного фланца;

маслонасосом нагнетается масло до рабочего уровня в котле МНУ;

вентиль впуска воздуха в котел МНУ открывается и поднимается давление до 15-20% рабочего; значение давления для каждой конкретной ГЭС указывается в местной инструкции;

для заполнения маслопроводов системы регулирования открывается напорная задвижка котла МНУ, но при этом давление в котле МНУ в пределах 15-20% рабочего поддерживается периодическим включением вручную одного из насосов МНУ; одновременно ведется контроль за уровнем масла в котле; по окончании этой операции давление в котле МНУ устанавливается в пределах 15-20% рабочего;

после заполнения маслопроводов для удаления воздуха из системы регулирования механизмом ручного регулирования (ограничителем открытия) производится плавное перемещение направляющего аппарата в пределах полного хода от закрытия до открытия и обратно; необходимо сделать 4-5 циклов перемещений направляющего аппарата на открытие-закрытие; на турбинах поворотно-лопастного типа при выполнении этих операций должна быть включена комбинаторная зависимость;

по окончании операций, связанных с заполнением системы регулирования маслом, маслонапорная

установка приводится в рабочее состояние наполнением масловоздушного котла до рабочего уровня и воздухом до рабочего давления, а также сливного бака маслом до нормального уровня;

оперативный персонал осматривает систему регулирования в целях определения протечек масла и их устранения.

5.3.2.4. После окончания капитального ремонта гидроагрегата и подъема давления в системе регулирования при опорожненной от воды спиральной камере или осушенном водоводе горизонтального гидроагрегата производятся следующие наладочные работы:

- настройка реле давления масла в котле МНУ;
- настройка реле уровня масла в котле и баке МНУ;
- установка времени перемещения регулирующих органов;
- проверка работы системы смазки гидроагрегата;
- проверка действий схемы автоматики, защитных устройств и сигнализации гидроагрегата.

5.3.2.5. По окончании наладочных работ дежурный персонал обязан проверить их завершение по имеющимся нарядам и записям о допуске к работам, проверить устранение всех дефектов и замечаний по работе оборудования, относящегося к данному гидроагрегату, записанных в журнале дефектов оборудования, и приступить к дальнейшей подготовке агрегата к пуску.

5.3.2.6. Дежурный персонал при подготовке гидроагрегата к пуску должен выполнить ряд операций, перечень которых должен быть приведен в местной инструкции.

Ниже дается примерный перечень необходимых операций:

- убедиться, что люки в проточную часть гидротурбин плотно закрыты и закреплены;
- убедиться, что задвижки слива воды из спиральной камеры в отсасывающую трубу открыты;
- убедиться, что направляющий аппарат закрыт;
- закрыть задвижку сброса воды из отсасывающей трубы и подводящей камеры горизонтальных гидротурбин;
- заполнить отсасывающую трубу водой и обеспечить подъем затворов со стороны нижнего бьефа в соответствии с местной инструкцией;
- закрыть задвижку слива воды из спиральной камеры после поднятия затворов со стороны нижнего бьефа;
- убедиться в том, что нет протечек через крышку люка отсасывающей трубы;
- проверить наличие рабочего давления в магистральных системах регулирования, системах технического водоснабжения и воздуха;
- собрать систему торможения гидроагрегата, продуть ее и убедиться в том, что тормозные колодки полностью отошли от тормозного диска;
- убедиться в том, что электрические схемы электродвигателей всех насосов гидроагрегатов приведены в рабочее положение, и кратковременным включением проверить исправность насосных агрегатов;
- убедиться в том, что задвижки и вентили системы регулирования находятся в положении, соответствующем рабочему состоянию гидроагрегата;
- убедиться в том, что подан оперативный ток к системам автоматики и сигнализации;
- проверить положение задвижек и вентилях системы смазки и охлаждения подшипников и гидрогенератора;
- убедиться в том, что масляные ванны гидроагрегата и масленки для смазки основного и вспомогательного оборудования заполнены маслом, проверить исправность и правильность подключения указательной аппаратуры вспомогательного оборудования;
- проверить исправность телефонной связи, рабочего и аварийного освещения рабочих мест, а также наличие необходимого противопожарного инвентаря;
- опробовать в действии и поставить на "автомат" ключи управления лекажным и дренажным насосами;
- произвести заполнение водой спиральной камеры гидротурбины; порядок заполнения должен быть указан в местной инструкции;
- осмотреть люк в спиральную камеру и оборудование шахты гидротурбины и убедиться в отсутствии протечек воды после заполнения водой спиральной камеры;
- опробовать в действии и поставить на "автомат" ключ управления насосами принудительной смазки подпятника гидроагрегата (при ее наличии);
- опробовать в действии и поставить на "автомат" ключ управления насосами принудительной смазки подшипника горизонтального агрегата (при ее наличии);
- поднять все флажки указательных реле на панели сигнализации; если флажок не поднимается, выяснить и устранить причину, вызвавшую срабатывание указательных реле;
- проверить чистоту рабочих мест и оборудования;
- записать в оперативную ведомость показания приборов теплового контроля гидроагрегата;
- произвести смазку шарниров направляющего аппарата.

5.3.3. Условия, запрещающие пуск гидроагрегата

5.3.3.1. Пуск гидроагрегата запрещается при:

напоре, выходящем за пределы допустимых значений, установленных заводом-изготовителем турбин;

неисправности любой из защит, действующих на останов гидроагрегата;
неисправности дистанционного управления задвижками и затворами, используемыми при ликвидации аварийных ситуаций;
дефектах системы регулирования гидроагрегата, в результате которых не обеспечивается выполнение гарантий регулирования и нормальное управление гидроагрегатом;
неисправности устройств дистанционного управления аварийными затворами, клапанов срыва вакуума, системы торможения гидроагрегата;
уровнях масла в ваннах пяты и подшипников, сливном баке и масловоздушном котле маслонапорной установки ниже установленной нормы;
качестве масла систем смазки и регулирования, не удовлетворяющем нормам на эксплуатационные масла, и при температуре масла ниже установленного предела.

5.3.4. Пуск гидроагрегата

5.3.4.1. При опробовании механизмов после ремонта гидроагрегата пуск его производится на ручном управлении. При этом дежурный персонал должен выполнить следующие операции:

убедиться в том, что подготовительные работы выполнены, а все вспомогательное оборудование агрегата находится в режиме работы на "автомате";
убедиться в том, что смазка турбинного подшипника обеспечена;
установить лопасти рабочего колеса в пусковое положение;
угол разворота лопастей должен быть указан в местной инструкции.

Примечание. На высоконапорных гидротурбинах при наличии турбинного затвора открытию направляющего аппарата должны предшествовать следующие операции: открытие байпаса турбинного затвора и заполнение водой спиральной камеры турбины; открытие затвора после выравнивания давления по обе его стороны; отвести ручную ограничитель открытия направляющего аппарата до пускового положения; значение пускового открытия должно быть указано в местной инструкции;

следить за скоростью возрастания частоты вращения агрегата;
установить нормальную частоту вращения агрегата прикрытием направляющего аппарата с помощью ограничителя открытия; на агрегатах с поворотно-лопастными турбинами одновременно сворачиваются лопасти рабочего колеса,

5.3.5. Останов гидроагрегата

5.3.5.1. Нормальный останов гидроагрегата из генераторного режима производится на автоматическом управлении.

Операции, производимые при автоматическом останове, и их последовательность приводятся в местной инструкции.

5.3.5.2. При нормальной работе схемы автоматического останова гидроагрегата действие дежурного персонала сводится к внимательному наблюдению за ходом автоматически производимых операций. После останова гидроагрегат должен находиться в состоянии, обеспечивающем готовность его к новому пуску.

5.3.5.3. Останов гидроагрегата из режима СК может выполняться аналогично останову из генераторного режима. Если при этом длительность снижения частоты вращения до значения уставки включения торможения гидроагрегата возрастает по сравнению с остановом из генераторного режима, то перед подачей команды на останов агрегата следует перевести его в генераторный режим путем кратковременного открытия направляющего аппарата для заполнения водой камеры рабочего колеса.

5.3.5.4 В ряде случаев, перечень которых приводится в местной инструкции, необходим останов гидроагрегата на ручном управлении.

5.3.5.5. При аварийном останове гидроагрегата должно происходить следующее:

а) при действии электрических защит генератора или блока подается команда на останов гидроагрегата;
б) при действии гидромеханических защит должна происходить разгрузка гидроагрегата с последующим нормальным его остановом без сброса затвора (кроме защиты от разгона).

Осуществление защиты от разгона гидроагрегата обеспечивается с помощью золотника аварийного закрытия или быстропадающих затворов (при их наличии);

в) включение реле защиты должно сопровождаться звуковым аварийным сигналом через реле центральной сигнализации. При этом на панели сигнализации должны загораться сигнальные лампы или освещаться табло, указывающие род аварии — гидромеханическая или электрическая;

г) при действии защиты причина отключения определяется по сигнальным реле и табло панели щита управления или щита автоматики гидроагрегата;

д) до завершения останова гидроагрегата и выяснения причины срабатывания защиты действия по деблокировке защиты не допускаются;

е) если при аварийном отключении гидроагрегата автоматического торможения не происходит, его производят вручную;

ж) после полного останова гидроагрегата и выяснения причины работы защиты и записи деблокируется

электрическая защита а затем гидромеханическая;

з) причина останова гидроагрегата должна быть немедленно сообщена диспетчеру системы, главному инженеру ГЭС (каскада ГЭС) и начальнику (мастеру) соответствующего цеха (участка), в журнале аварий производится подробная запись о работе автоматических устройств во время аварии;

и) во всех случаях останова гидроагрегата действием защиты повторный его запуск возможен только после выяснения причины действия защиты, устранения дефектов в оборудовании и разрешения главного инженера ГЭС (каскада ГЭС);

к) все реле, вызвавшие останов гидроагрегата, должны быть осмотрены на остановленном агрегате. Снятие пломб и осмотр реле без представителя электролаборатории запрещается.

5.3.5.6. После сброса нагрузки необходимо проверить состояние гидроагрегата. Перечень и объем проверок и осмотров устанавливаются местной инструкцией.

После проверки состояния гидроагрегата следует подготовить генератор к синхронизации и включению его в сеть, после включения генератора в сеть и установления на нем нагрузки следить за состоянием гидроагрегата.

В случае, если при сбросах нагрузки и отключении генератора от сети система регулирования гидротурбины не предотвращает повышение частоты вращения ротора гидроагрегата сверх настройки реле защиты от разгона и происходит ее срабатывание, дежурный персонал должен обеспечить безопасную остановку гидроагрегата в соответствии с требованиями местной инструкции Эксплуатационного циркуляра № Т-3/79 "О предотвращении повреждений гидроагрегатов с поворотными лопастными гидротурбинами" (см. приложение, п. 5).

Повторный пуск гидроагрегата допускается только после устранения неисправностей, вызвавших повышение частоты вращения ротора гидроагрегата.

6. ПРОВЕРКИ И ОСМОТРЫ ОБОРУДОВАНИЯ

6.1. На каждой ГЭС должны быть составлены графики проверок и осмотров состояния основного оборудования и периодических опробований и переключений вспомогательного оборудования, графики смазки устройств и доливки в них масла, чистки фильтров регуляторов скорости, МНУ, компрессоров и технического водоснабжения.

6.2. Периодический осмотр оборудования должны производить лица, ответственные за его состояние и безопасную эксплуатацию. Периодичность осмотра должна быть установлена главным инженером гидроэлектростанции. Результаты осмотра должны фиксироваться в специальном журнале.

Во время дежурства или работы оперативный, оперативно-ремонтный и ремонтный персонал проводит регулярные обходы закрепленных за ним объектов по заранее утвержденным маршрутам и графикам.

Задачей периодических осмотров, помимо оценки состояния, является контроль за соблюдением оперативным, оперативно-ремонтным и ремонтным персоналом режимов работы, правил обслуживания и содержания оборудования. При необходимости (особенно при превышении критериев безопасного состояния оборудования), ответственные лица за состояние и безопасную эксплуатацию могут потребовать от руководителей предприятия принятия решений по временному выводу объектов из работы.

Проверки и осмотры осуществляются как оперативным, так и ремонтным персоналом ГЭС. Их объемы и сроки устанавливаются в зависимости от местных условий, водного режима, режима работы оборудования ГЭС.

Ниже приводится примерный перечень проверок и осмотров оборудования.

При осушенной проточной части:

проверка состояния съемного сегмента и его крепежных деталей;

проверка уплотнений цапф лопастей рабочего колеса;

проверка уплотнений пера лопаток направляющего аппарата;

проверка состояния лопастей рабочего колеса, облицовки камеры рабочего колеса, сопрягающего пояса верхнего и нижнего колец направляющего аппарата;

проверка состояния спиральной камеры, отсасывающей трубы, закладных частей затворов и др.;

проверка комбинаторной зависимости;

проверка соответствия углов разворота лопастей и лопаток направляющего аппарата шкалам и указателям колонки регулятора и др.

На остановленном и работающем гидроагрегате:

контроль подачи смазки на подшипник гидротурбины;

проверка протечек масла через уплотняющие устройства маслоприемника на гидроагрегатах с турбинами поворотными лопастного типа;

проверка положения клапанов срыва вакуума, целостности пружин и отсутствия протечек воды;

проверка гидравлического режима работы гидроагрегата по показаниям приборов в шахте гидротурбины, открытия направляющего аппарата по шкале серводвигателя;

проверка периодичности подкачки воздуха в камеру рабочего колеса при работе гидроагрегата в режиме СК;

проверка сигнализации лекажных насосов;

проверка состояния и сигнализации дренажных устройств гидротурбины;
проверка и очистка всасывающих труб самовсасывающих насосов;
измерение перепада давлений на сороудерживающих решетках;
проверка смазки на регулирующем кольце, тягах серводвигателя в рычажных передачах и прочих элементах системы регулирования;
проверка целостности предохранительных устройств (срезных пальцев, разрывных болтов) направляющего аппарата;
проверка отсутствия протечек масла из серводвигателей направляющего аппарата и работы лекажного агрегата;
проверка состояния маслоохладителей;
проверка отсутствия течей или отпотевания воздухоохладителей;
проверка отсутствия касания тормозного диска колодками. Проверка работы тормозной системы гидроагрегата;
проверка подачи смазки масленками, набивки масленок, смазки передачи к тахометру и подшипникам на валу маятника. Проверка нагрева двигателя маятника регулятора частоты вращения;
проверка колебания иглы побудительного золотника регулятора частоты вращения;
проверка положения стрелки балансного прибора (на электрогидравлических регуляторах);
проверка состояния переключения и чистка фильтра золотника регулятора частоты вращения;
проверка уставок регуляторов частоты вращения (изодромного устройства, остающейся степени неравномерности, заданных параметров группового регулирования);
внешний осмотр и обтирка механизмов МНУ;
проверка уровня масла в котле МНУ;
проверка устройств МНУ — цикличности работы насосов МНУ, подачи насосов МНУ, периодичности подкачки воздуха в котел МНУ, периодичности доливки масла в бак МНУ, сигнализации включения резервных насосов МНУ, уровней масла в баках МНУ;
проверка гидромеханических защит;
проверка плотности соединений трубопроводов, при необходимости подтяжка сальниковых уплотнений вентиляей;
проверка состояния воздушных фильтров общестанционных компрессоров;
проверка наличия масла в картере общестанционных компрессоров;
проверка сигнализации дренажных насосов здания ГЭС и плотины;
проверка периодичности откачки воды из водоприемных галерей и сигнализация при их переполнении;
проверка температуры охлаждающего воздуха генератора (на входе в генератор и выходе из него);
проверка температуры сегментов и масла подпятника и подшипника генератора;
проверка уровня масла в ванне подпятника и подшипника генератора;
проверка плавности хода гидроагрегата, отсутствия вибрации, стуков, гидравлических ударов в проточной части гидротурбин;
проверка состояния болтовых соединений в местах, доступных для осмотра, без разборки узлов гидроагрегата;
проверка отсутствия протечек масла из ванны подпятника и подшипника гидроагрегата, подводящих трубопроводов, а также разбрызгивания масла на обмотку генератора,
анализ -масла, находящегося в эксплуатации;
проверка времени перемещения регулирующих органов гидротурбины — закрытия и открытия направляющего аппарата поворотнo-лопастных, радиально-осевых, диагональных гидротурбин; полного хода лопастей на сворачивание и разворот поворотнo-лопастных и диагональных гидротурбин; закрытия направляющего аппарата золотником аварийного закрытия; закрытия (времени, в течение которого происходит перемещение клапана на закрытие) клапанов срыва вакуума и холостых выпусков гидротурбин.

Приведенный перечень дополняется и уточняется для каждой конкретной ГЭС в соответствии с особенностями конструкции оборудования и местными условиями.

7. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ГИДРОАГРЕГАТА

7.1. Водно-энергетические режимы

7.1.1. Работа гидроагрегата должна происходить при наиболее высоком КПД, для чего число включенных гидроагрегатов при покрытии заданной активной нагрузки должно быть оптимальным в соответствии с эксплуатационной характеристикой ГЭС. При этом необходимо руководствоваться следующим:

- а) при подборе числа работающих гидроагрегатов необходимо учитывать не только активную, но и реактивную мощность, вырабатываемую ГЭС;
- б) в случае, если число гидроагрегатов, оптимальное по покрытию заданной активной нагрузки, оказывается недостаточным для покрытия заданной реактивной нагрузки ГЭС, дополнительно включенные в работу гидроагрегаты целесообразно использовать в качестве СК при условии, что потери активной

мощности на их вращение меньше, чем количество электроэнергии, дополнительно вырабатываемой за счет повышения КПД агрегатов, работающих в генераторном режиме.

Если это условие не соблюдается при создавшейся ситуации, целесообразно активную нагрузку распределить поровну между всеми работающими гидроагрегатами ГЭС;

в) определение количества и режима работы гидроагрегатов, подлежащих включению для покрытия заданных активной и реактивной нагрузок, производится в соответствии с заранее подготовленной производственно-техническим отделом ГЭС эксплуатационной диаграммой.

7.1.2. Эксплуатация гидроагрегата должна происходить с минимальными кавитационными повреждениями проточной части гидротурбины, для чего необходимо соблюдение следующих условий:

а) регуляторы частоты вращения должны быть оборудованы устройствами автоматического ограничения мощности по напору, а при отсутствии этих устройств дежурный персонал при обслуживании гидроагрегатов должен обеспечить их работу в соответствии с эксплуатационными характеристиками гидроагрегатов при различных по мощности и напорам режимах;

б) не должна допускаться работа гидротурбин в диапазоне мощностей, где наблюдается кавитация повышенной интенсивности;

в) должна проводиться регулярная проверка состояния комбинаторной зависимости поворотно-лопастных и диагональных гидротурбин.

7.1.3. Работа гидротурбинной установки должна происходить с минимальными потерями напора на сороудерживающих решетках; оперативный персонал должен вести периодический контроль за перепадом на сороудерживающих решетках в соответствии с местной инструкцией. В случае повышения перепада на решетках сверх допустимого значения по условиям экономичности или прочности конструкций решеток оперативный персонал должен поставить об этом в известность руководство соответствующего цеха для принятия мер по чистке сороудерживающих решеток.

7.1.4. Работа гидротурбин при напорах ниже или выше допустимых, установленных предприятием-изготовителем, не разрешается.

7.2. Перевод гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора и из этого режима в генераторный режим

7.2.1. Перевод гидроагрегатов в режим СК и из режима СК в генераторный режим должен производиться без останова агрегата и каких-либо переключений в схеме электрических соединений.

7.2.2. Порядок перевода гидроагрегатов в режим СК и обратно должен устанавливаться в соответствии с "Методическими указаниями по переводу гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1986) и должен быть указан в местной инструкции.

7.2.3. Объем наблюдений за состоянием гидротурбины и обслуживание ее при работе гидроагрегата в режиме СК в основном остаются теми же, что и при работе агрегата в генераторном режиме. Дополнительные виды наблюдений при работе гидроагрегатов в режиме СК для каждой конкретной ГЭС должны быть указаны в местной инструкции.

Приложение

Перечень нормативно-технических документов

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95.— М.: СПО ОРГРЭС, 1996.

2. Пособие для изучения "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей". Разд. 1, гл. 1.1-1.13.— М.: СПО ОРГРЭС, 1992.

3. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования зданий и сооружений электростанций и сетей: РДПр 34-38-030-92.—М.: 1994.

4. Нормы расхода материалов на ремонт гидрогенераторов:

МН 34-38-003-82.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1986.

5. Эксплуатационный циркуляр № Т-3/79. "О предотвращении повреждений гидроагрегатов с поворотно-лопастными гидротурбинами".— М.: СПО Союзтехэнерго, 1979.

6. Правила техники безопасности при эксплуатации водного хозяйства, гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования электростанций.— М.: Атомиздат, 1978.

7. Требования к проектируемому и модернизируемому гидравлическим турбинам для снижения трудоемкости ремонта.— М.: СПО ОРГРЭС, 1977.

8. Инструкция по центровке вертикальных гидроагрегатов.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.

9. Методические указания по испытаниям систем регулирования гидротурбин: МУ 34-70-160-86.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.