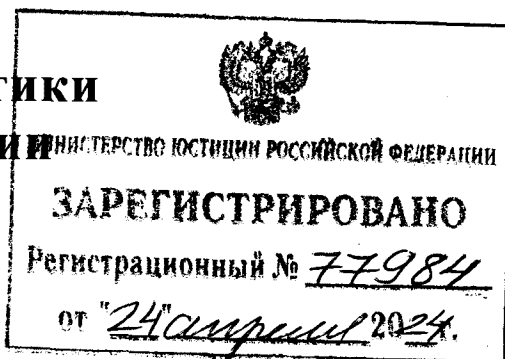




**Министерство энергетики
Российской Федерации**
(Минэнерго России)



П Р И К А З

19 декабря 2023 г.

Москва

№ 1180

О внесении изменений в требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утвержденные приказом Минэнерго России от 25 октября 2017 г. № 1013

В целях совершенствования требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики, в соответствии с абзацем четвертым пункта 2 статьи 21 и абзацами первым и третьим пункта 2 статьи 28 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», подпунктом 4.2.14²¹ пункта 4 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400, подпунктом «а», абзацем третьим подпункта «б», подпунктом «г» пункта 1 и пунктом 2¹ постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» п р и к а з ы в а ю:

Утвердить прилагаемые изменения, которые вносятся в требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок

«Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утвержденные приказом Минэнерго России от 25 октября 2017 г. № 1013¹.

Министр



Н.Г. Шульгинов

¹ Зарегистрирован Минюстом России 26 марта 2018 г., регистрационный № 50503, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 13 июля 2020 г. № 555 (зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный № 60538).

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Минэнерго России
от «19» ~~сентября~~ ~~2023~~ г. № 1180

ИЗМЕНЕНИЯ,

которые вносятся в требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утвержденные приказом Минэнерго России от 25 октября 2017 г. № 1013

1. Пункт 3 изложить в следующей редакции:

«3. В настоящих Правилах используются следующие термины и определения:

общестанционное оборудование – оборудование, используемое в технологическом процессе производства электрической энергии на тепловых и гидравлических электростанциях, но не являющееся основным технологическим или вспомогательным;

ремонт по техническому состоянию – ремонт, при котором контроль технического состояния оборудования следует выполнять с периодичностью и в объеме, установленными в ремонтной документации, указанной в пункте 17 настоящих Правил, а объем и дата начала ремонта должны определяться результатами контроля технического состояния оборудования;

система ремонта зданий и сооружений электростанций – совокупность организационных и технических мероприятий по поддержанию и восстановлению технического состояния зданий и сооружений, их конструктивных элементов и инженерного оборудования в сроки, установленные ремонтной документацией, с целью обеспечения их исправного состояния, надежной эксплуатации, предупреждения преждевременного износа;

энергоблок – часть тепловой электрической станции, представляющая собой технологический комплекс для производства электроэнергии, включающий в себя паровой котел или котел-утилизатор, паровую и (или) газовую турбины, генератор, трансформатор и вспомогательное оборудование.».

2. Абзац второй подпункта «в» пункта 5 изложить в следующей редакции:

«планирование ремонта оборудования ТП и ЛЭП, являющихся объектами диспетчеризации, субъектами электроэнергетики, должно производиться в порядке и в сроки, установленные Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 января 2021 г. № 86 (далее – Правила вывода в ремонт);».

3. Пункт 8 изложить в следующей редакции:

«8. В отношении объекта электроэнергетики должны проводиться:

а) плановые ремонты:

планово-предупредительный ремонт, выполняемый с периодичностью, установленной в ремонтной документации, указанной в пункте 17 настоящих Правил, в объеме, определяемом по типовому перечню ремонтных работ с учетом фактического технического состояния и включающий выполнение дополнительных сверхтиповых ремонтных работ для устранения дефектов (в том числе выявленных в процессе эксплуатации, не устраненных по результатам предыдущих ремонтов, установленных предписаниями органов государственного надзора);

ремонт по техническому состоянию;

б) неплановый ремонт, предусмотренный годовым (месячным) графиком ремонта. Неплановый ремонт проводится с целью устранения последствий неисправностей или дефектов, влияющих на нормальную и безопасную эксплуатацию, а также по результатам контроля технического состояния;

в) аварийный ремонт, проводимый в целях устранения последствий аварии на оборудовании для восстановления его работоспособности.

Вне зависимости от выбранного вида организации планового ремонта (планово-предупредительный ремонт или ремонт по техническому состоянию) предложения о выводе ЛЭП, оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, в ремонт, направляемые в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления для формирования сводных годовых и месячных графиков ремонта объектов диспетчеризации, должны представляться субъектом электроэнергетики субъекту оперативно-диспетчерского управления в порядке и в сроки, установленные Правилами вывода в ремонт.

Разработка субъектом электроэнергетики годовых и месячных графиков ремонта, предусмотренных настоящими Правилами, должна осуществляться:

в отношении ЛЭП, оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, а также ЛЭП, оборудования и устройств, не относящихся к объектам диспетчеризации, вывод в ремонт которых приводит к изменению технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации, – на основании сводных годового и месячных графиков ремонта объектов диспетчеризации, утвержденных субъектом оперативно-диспетчерского управления. Сроки, объемы, виды ремонта и технического обслуживания ЛЭП, оборудования и устройств, указываемые в разрабатываемых субъектом электроэнергетики графиках ремонта, должны определяться в соответствии со сводными годовым и месячными графиками ремонта объектов диспетчеризации, утвержденными субъектом оперативно-диспетчерского управления;

в отношении ЛЭП, оборудования и устройств, не относящихся к объектам диспетчеризации, – субъектом электроэнергетики самостоятельно с соблюдением требований настоящих Правил.».

4. Абзац четвертый пункта 9 изложить в следующей редакции:

«Текущий ремонт выполняется для обеспечения или восстановления работоспособности оборудования и состоит в замене и (или) восстановлении отдельных его частей.».

5. В пункте 10:

а) абзац третий изложить в следующей редакции:

«Типовой перечень и объем ремонтных работ по конкретным типам основного оборудования объекта электроэнергетики по текущему, среднему и капитальному ремонтам, бороскопической, средней и капитальной инспекциям, инспекции тракта горячих газов должны утверждаться субъектом электроэнергетики самостоятельно и формироваться на основании требований и рекомендаций организаций – изготовителей оборудования, ремонтной документации, указанной в пункте 17 настоящих Правил, а также результатов анализа предыдущего ремонта и эксплуатации.»;

б) абзац пятый изложить в следующей редакции:

«Необходимость в выполнении сверхтипового ремонта, не относящегося к типовому ремонту, определяется субъектом электроэнергетики в процессе эксплуатации, по результатам предыдущего ремонта, диагностики и мероприятий, определенных в предписаниях органов государственного надзора и по результатам расследования технологических нарушений в работе оборудования.»

6. Пункт 11 изложить в следующей редакции:

«11. Вид организации ремонта по техническому состоянию основного энергетического и электротехнического оборудования может применяться при наличии у субъекта электроэнергетики ЛНА, разработанного им, в том числе на основании отзывов (предложений и рекомендаций) организации – изготовителя оборудования и (или) экспертной организации, аккредитованной в области электроэнергетики в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации, в котором для единиц основного энергетического и электротехнического оборудования, планируемого к переводу на организацию ремонтов по техническому состоянию, устанавливаются:

а) периодичность, методы, объемы и технические средства контроля, система показателей технического состояния и их допустимые и предельные значения, позволяющие определять фактическое техническое состояние основного оборудования при любых режимах работы;

б) система контроля и диагностики технического состояния, включающая в себя:

совокупность технических средств контроля и диагностики технического состояния при любых режимах работы;

сведения об объектах контроля.

С использованием системы контроля и диагностики технического состояния осуществляется прогнозирование изменения технического состояния на основе данных, собираемых в процессе эксплуатации, в том числе получаемых от систем контроля и диагностики технического состояния, установленных на оборудовании.

Решение о применении вида организации ремонта по техническому состоянию

принимается индивидуально по каждой единице основного оборудования комиссией, состав которой должен определяться субъектом электроэнергетики с привлечением организации – изготовителя оборудования и (или) экспертной организации, аккредитованной в области электроэнергетики в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации.».

7. Пункт 12 изложить в следующей редакции:

«12. Применение вида организации ремонта по техническому состоянию вспомогательного оборудования и общестанционного оборудования допускается в случае, если у субъекта электроэнергетики имеются:

ЛНА, устанавливающие периодичность, методы, объемы и технические средства контроля, систему показателей технического состояния и их допустимые и предельные значения, позволяющие достоверно определять его фактическое техническое состояние по типам вспомогательного и общестанционного оборудования, и его изменение в период до следующего выполнения контроля;

система контроля технического состояния вспомогательного и общестанционного оборудования, устанавливаемая ЛНА субъекта электроэнергетики.

При выполнении указанных в настоящем пункте условий решение о применении вида организации ремонта вспомогательного и общестанционного оборудования по техническому состоянию следует принимать индивидуально по каждой единице вспомогательного оборудования или группе единиц одного типа оборудования, установленного на объекте электроэнергетики, комиссией, состав которой определяется субъектом электроэнергетики.».

8. Пункт 14 изложить в следующей редакции:

«14. Ремонт по техническому состоянию не может применяться в отношении оборудования, по которому:

отсутствует ремонтная документация, указанная в пункте 17 настоящих Правил, устанавливающая периодичность, методы и объемы контроля технического состояния;

установленные ремонтной документацией, указанной в пункте 17 настоящих Правил, методы и объемы контроля не позволяют определить фактическое техническое состояние и прогнозировать его изменения до проведения следующего контроля.».

9. В пункте 17:

а) абзац третий изложить в следующей редакции:

«техническую документацию, к которой относятся проектная документация, конструкторская документация организаций – изготовителей оборудования (в том числе чертежи, инструкции по эксплуатации, заводские ремонтные документы, технические паспорта оборудования или сооружений объектов электроэнергетики), информационные сообщения, письма организаций – изготовителей оборудования и технические решения субъекта электроэнергетики (далее – техническая документация);»;

б) абзац четвертый изложить в следующей редакции:

«технологическую документацию, к которой относятся документы по технологическим процессам ремонта (в том числе маршрутные, операционные и технологические карты, технологические инструкции, рабочие программы), а также технологические инструкции организаций – изготовителей оборудования (далее – технологическая документация);»;

в) абзац шестой изложить в следующей редакции:

«проект производства работ (далее – ППР), разрабатываемый организацией – исполнителем ремонта для подготовки и производства ремонта оборудования, зданий и сооружений и состоящий из комплекта технических и организационно-распорядительных документов с включением в него главы «Требования безопасности при выполнении работ»;».

10. Пункт 19 изложить в следующей редакции:

«19. Субъекты электроэнергетики должны устанавливать по каждому типу оборудования конкретный состав ремонтной документации, указанной в пункте 17 настоящих Правил, в соответствии с требованиями которой следует осуществлять ТОиР.».

11. Абзац второй пункта 20 изложить в следующей редакции:

«Для производства ТООИР в период, указанный в настоящем пункте, допускается применение рабочей конструкторской документации организаций – изготовителей оборудования (в том числе чертежи, заводские инструкции), технических актов общего назначения.».

12. Пункт 36 признать утратившим силу.

13. Пункт 41 изложить в следующей редакции:

«41. Субъекты электроэнергетики должны создавать, поддерживать и содержать в исправном состоянии аварийный запас оборудования, запасных частей и материалов для устранения последствий аварий и технологических нарушений (отказов, неисправностей), возникающих в процессе эксплуатации, с целью минимизации материального ущерба за счет сокращения времени обеспечения МТР, необходимых для восстановительных работ.».

14. Пункт 42:

а) изложить в следующей редакции:

«42. Состав и объем оборудования, запасных частей и материалов, включаемых в аварийный запас, устанавливается субъектом электроэнергетики самостоятельно в утверждаемом им ЛНА на основании анализа данных по авариям и повреждаемости оборудования, имевшим место в процессе его эксплуатации, а также требований Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных приказом Минэнерго России от 4 октября 2022 г. № 1070¹ (далее – ПТЭ).»;

б) дополнить сноской 1 следующего содержания:

«¹ Зарегистрирован Минюстом России 6 декабря 2022 г., регистрационный № 71384.».

15. В пункте 48:

а) абзац второй изложить в следующей редакции:

«должны быть установлены состав работ по техническому обслуживанию и периодичность (график) их выполнения по видам оборудования установок и технологических систем в соответствии с технологической документацией по

организации их эксплуатации и технического обслуживания, разрабатываемой с учетом требований организации – изготовителя оборудования и условий эксплуатации;»;

б) абзац третий изложить в следующей редакции:

«должны быть назначены ответственные исполнители работ по техническому обслуживанию из персонала электростанции и персонала привлекаемых к выполнению технического обслуживания организаций-исполнителей;».

16. Абзац четвертый пункта 51 изложить в следующей редакции:

«установка (котельная, паротурбинная, газотурбинная, генераторная, трансформаторная), включающая основное оборудование и обеспечивающее работу основного оборудования вспомогательное оборудование.».

17. Пункт 57:

а) дополнить абзацем следующего содержания:

«обеспечение приоритетного учета при планировании ремонтов оборудования электростанций основного технологического оборудования, находящегося в критическом или неудовлетворительном состоянии, установленном по результатам оценки технического состояния, выполненной в соответствии с методикой оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденной приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676² (далее – Методика оценки технического состояния), по отношению к оборудованию, находящемуся в ином техническом состоянии (удовлетворительном, хорошем, очень хорошем).»;

б) дополнить сноской 2 следующего содержания:

«² Зарегистрирован Минюстом России 5 октября 2017 г., регистрационный № 48429, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 17 марта 2020 г. № 192 (зарегистрирован Минюстом России 18 мая 2020 г., регистрационный № 58367).».

18. Пункт 59:

а) дополнить абзацем следующего содержания:

«прогнозного значения индекса технического состояния (далее – ИТС)

оборудования, рассчитанного в соответствии с методическими указаниями по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа, утвержденными приказом Минэнерго России от 19 февраля 2019 г. № 123³ (далее – Методика оценки вероятности отказа).»;

б) дополнить сноской 3 следующего содержания:

«³ Зарегистрирован Минюстом России 4 апреля 2019 г., регистрационный № 54277.».

19. Пункт 61 изложить в следующей редакции:

«61. Для оборудования ремонтный цикл, вид и продолжительность ремонта, а также нормативный межремонтный ресурс и периодичность капитального ремонта определяются исходя из требований проектной документации и документации организации – изготовителя оборудования. При отсутствии приведенной в настоящем пункте информации в указанной документации необходимо руководствоваться требованиями настоящих Правил.

Ремонтный цикл, виды и продолжительность ремонта энергоблоков 150 – 1200 МВт установлены по каждой мощностной группе и приведены в приложении № 1 к настоящим Правилам.

Продолжительность каждого вида ремонта должна исчисляться в календарных сутках, включая выходные дни, но исключая праздничные дни. Продолжительность следует принимать исходя из условия выполнения перечня типовых работ типового ремонта по графику выполнения ремонтных работ в две смены.

В случае изменения характеристик и видов сжигаемого топлива по сравнению с проектным видом топлива, которое учтено при разработке нормативного межремонтного ресурса и формировании ремонтного цикла, субъект электроэнергетики в течение одного года со дня изменения характеристик и видов сжигаемого топлива с возможным привлечением организаций – изготовителей основного оборудования энергоблока или экспертных организаций, аккредитованных в области электроэнергетики в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации, должен

произвести корректировку перечня ремонтных работ по видам типового ремонта, сформировать новую структуру ремонтного цикла и нормативного межремонтного ресурса на основании обновленной ремонтной документации.».

20. Пункт 62 дополнить абзацами следующего содержания:

«ремонт основного оборудования, находящегося в критическом или неудовлетворительном техническом состоянии, установленном по результатам оценки технического состояния, выполненной в соответствии с Методикой оценки технического состояния, планируется в годовом графике ремонта в приоритетном порядке по отношению к ремонту оборудования в ином техническом состоянии (удовлетворительном, хорошем, очень хорошем);

капитальный, средний и текущий ремонты турбогенераторов производятся в те же сроки, что и паровых турбин;

капитальный ремонт трансформаторов напряжением 110 – 150 кВ мощностью 125 МВт и более, трансформаторов напряжением 220 кВ и выше, основных трансформаторов собственных нужд электростанций проводится в соответствии со сроком, установленным организацией – изготовителем, или при отсутствии установленного срока – не позднее чем через 12 лет после ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем – в зависимости от результатов испытаний и технического состояния.».

21. Пункт 63 изложить в следующей редакции:

«63. Основой для формирования перспективного плана ремонта энергоблоков и установок тепловой электростанции должны являться:

прогнозируемая средняя наработка в часах (эквивалентных или календарных) по каждому году перспективного плана;

нормативный межремонтный ресурс между капитальным ремонтом для конкретных видов энергоблоков и установок, который определяется исходя из требований документации организации – изготовителя оборудования, при этом при отсутствии указанной в настоящем абзаце информации необходимо руководствоваться требованиями приложений № 1 и № 2 к настоящим Правилам;

календарная продолжительность ремонтного цикла энергоблока или установки,

соответствующая интервалу времени в годах от даты и времени окончания предшествующего капитального ремонта до даты и времени выхода энергоблока или установки в последующий капитальный ремонт, определяемая отношением величины нормативного межремонтного ресурса к величине среднегодовой наработки в часах (эквивалентных или календарных) в планируемый период;

прогнозное значение ИТС оборудования на год планируемого ремонта, рассчитанное в соответствии с Методикой оценки вероятности отказа.».

22. Дополнить пунктом 63¹ следующего содержания:

«63¹. При применении норм продолжительности и периодичности планового ремонта энергоустановок тепловых электростанций с поперечными связями, содержащихся в таблицах № 1 – 4 приложения № 2 к настоящим Правилам, следует руководствоваться следующим:

а) продолжительность ремонта приведена в календарных сутках, включая выходные дни, но не включая праздничные дни, для типовых объемов ремонтных работ;

б) нормы продолжительности ремонта паровых котлов, приведенные в таблице № 1, установлены для условий сжигания пылеугольного топлива с содержанием золы до 35 % при средней абразивности.

К приведенным нормам продолжительности ремонта применяются следующие коэффициенты: при сжигании пылеугольного топлива с зольностью выше 35 % и (или) высокой абразивности – 1,2; при сжигании сланцев – 1,4;

в) для текущего ремонта приведена их годовая (суммарная) продолжительность;

г) капитальный, средний и текущий ремонт турбогенераторов производится в те же сроки, что и капитальный, средний и текущий ремонт паровых турбин;

д) периодичность, продолжительность, объемы и перечень технического обслуживания и видов планового ремонта газотурбинных установок устанавливаются в соответствии с регламентами организаций-изготовителей.

23. Дополнить пунктом 63² следующего содержания:

«63². При применении норм продолжительности планового ремонта

трансформаторов, содержащихся в таблице № 5 приложения № 2 к настоящим Правилам, следует руководствоваться следующим :

а) продолжительность ремонта приведена для силовых трансформаторов и автотрансформаторов общего назначения с РПН и шунтирующих реакторов, исходя из односменной работы;

б) продолжительность ремонта трансформаторов не включает время, необходимое для сушки активной части;

в) капитальный ремонт трансформаторов напряжением 110 – 150 кВ мощностью 125 МВт и более, трансформаторов напряжением 220 кВ и выше, основных трансформаторов собственных нужд электростанций проводится не позднее чем через 12 лет после ввода в эксплуатацию с учетом результатов испытаний, а в дальнейшем – в зависимости от результатов испытаний и технического состояния. Остальных трансформаторов – в зависимости от результатов испытаний и их технического состояния.

24. Дополнить пунктом 63³ следующего содержания:

«63³. При применении норм продолжительности планового ремонта синхронных компенсаторов, содержащихся в таблице № 6 приложения № 2 к настоящим Правилам, следует руководствоваться следующим :

а) первая выемка ротора производится не позднее, чем через 8000 ч работы после ввода в эксплуатацию;

б) выемка ротора при последующих ремонтах осуществляется без привлечения сторонних организаций, если иное не указано в нормативных и (или) технических документах.».

25. Подпункт «в» пункта 65 изложить в следующей редакции:

«в) в случаях если календарная продолжительность ремонтного цикла превышает восемь лет, субъект электроэнергетики по истечении восьми лет с даты окончания последнего капитального ремонта должен принимать согласованное с организацией – изготовителем оборудования и (или) экспертной организацией, аккредитованной в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации, одно из следующих решений:

о дальнейшей эксплуатации и изменении действующей структуры и продолжительности ремонтного цикла до следующего капитального ремонта;

о прекращении дальнейшей эксплуатации и проведении капитального ремонта.».

26. Подпункт 1 пункта 66 изложить в следующей редакции:

«1) должны устанавливаться ремонтные циклы, их структура (последовательность и продолжительность текущего, среднего и капитального ремонта) и нормативные межремонтные ресурсы для каждой группы энергоблоков и установок конкретной электростанции, имеющих однотипное основное оборудование, в соответствии с требованиями проектной документации и документации организации – изготовителя оборудования, а при отсутствии указанных требований в документации – в соответствии с приложениями № 1 и № 2 к настоящим Правилам. В соответствии с пунктом 64 настоящих Правил по каждому энергоблоку и установке субъектом электроэнергетики должна определяться прогнозируемая средняя наработка за один полный календарный год. Для указанного оборудования ремонтный цикл, виды и продолжительность ремонта, а также нормативный межремонтный ресурс и периодичность капитального ремонта определяются исходя из требований проектной документации и документации организации – изготовителя оборудования, а при отсутствии соответствующей информации в этой документации необходимо руководствоваться требованиями настоящих Правил;».

27. Пункт 67 изложить в следующей редакции:

«67. Перспективный план ремонта основного оборудования электростанций (рекомендуемый образец перспективного плана ремонта основного оборудования электростанций приведен в приложении № 3 к настоящим Правилам) должен разрабатываться субъектами электроэнергетики не менее чем на пять лет и содержать следующие сведения:

вид ремонта;

продолжительность ремонта;

перечень сверхтиповых работ;

дата завершения предыдущего капитального ремонта;

наработка (с начала эксплуатации, от последнего капитального ремонта, нормативная между капитальными ремонтами);

прогнозное значение ИТС оборудования на год планируемого ремонта, рассчитанное в соответствии с Методикой оценки вероятности отказа.».

28. Пункт 69 изложить в следующей редакции:

«69. Годовой график ремонта должен разрабатываться на планируемый год в соответствии с утвержденным перспективным планом с учетом:

фактического технического состояния оборудования энергоблоков или установок;

результатов выполнения программы технического перевооружения и реконструкции;

ИТС оборудования, рассчитанного в соответствии с Методикой оценки технического состояния на месяц разработки годового графика ремонта, а для оборудования, относящегося к объектам диспетчеризации субъекта оперативно-диспетчерского управления, – на месяц подачи предложения о выводе в ремонт для включения в сводный годовой график ремонта объектов диспетчеризации.

Годовой график ремонта основного оборудования электростанций (рекомендуемый образец годового графика ремонта основного оборудования электростанций приведен в приложении № 5 к настоящим Правилам) должен разрабатываться субъектами электроэнергетики и содержать следующие сведения:

вид ремонта;

планируемая дата начала и окончания ремонта;

перечень сверхтиповых работ;

дата завершения предыдущего капитального ремонта;

наработка (от последнего капитального ремонта, нормативная между капитальными ремонтами);

ИТС оборудования.

В годовом графике ремонта должны указываться основные объемы и перечень сверхтиповых работ, а в случае совмещения работ по ремонту и техническому

первооружению должны указываться также основные объемы работ по техническому перевооружению.».

29. Пункт 73 изложить в следующей редакции:

«73. Разработка графиков ремонта оборудования тепловых электростанций должна осуществляться в следующем порядке:

перспективный план ремонта оборудования тепловой электростанции должен разрабатываться субъектом электроэнергетики и утверждаться до 1 марта года, предшествующего планируемому;

годовые и месячные графики ремонта основного оборудования электростанций должны разрабатываться и утверждаться в соответствии с пунктом 8 настоящих Правил.

Все изменения графика ремонта основного оборудования направляются лицам и организациям, привлекаемым к ремонту.».

30. Абзац шестой пункта 89 изложить в следующей редакции:

«передать персоналу, привлеченному к выполнению ремонта, на период выполнения ремонта штатную технологическую оснастку и специальные приспособления, инструмент, полученные от организации – изготовителя оборудования;».

31. Абзац четвертый пункта 90 изложить в следующей редакции:

«участвовать в дефектации оборудования, основных узлов оборудования. Дефектация основных узлов оборудования должна быть завершена в первой трети срока ремонта для выявления необходимости проведения дополнительных объемов работ.».

32. В пункте 102:

а) абзац первый изложить в следующей редакции:

«102. Испытания должны проводиться по программе, утвержденной техническим руководителем субъекта электроэнергетики. В случае если при проведении испытаний предусмотрено изменение технологического режима работы и (или) эксплуатационного состояния оборудования, относящегося к объектам диспетчеризации субъекта оперативно-диспетчерского управления, то такая

программа в части такого изменения должна быть согласована с субъектом оперативно-диспетчерского управления в установленных им порядке и сроках.»;

б) абзац пятый изложить в следующей редакции:

«Программа приемо-сдаточных испытаний должна соответствовать инструкциям организаций-изготовителей, инструкциям по эксплуатации оборудования, а также учитывать особенности работы основного и вспомогательного оборудования и не должна противоречить ПТЭ.».

33. Пункт 107 дополнить абзацем следующего содержания:

«Необходимость и порядок проведения приемо-сдаточных испытаний после капитального и среднего ремонта для общестанционного оборудования устанавливаются субъектом электроэнергетики.».

34. Абзацы первый и второй пункта 111 изложить в следующей редакции:

«111. Если после завершения ремонта по условиям работы объекта электроэнергетики установка или энергоблок переводится в резерв или в вынужденный простой, то приемка из ремонта комиссией по приемке должна осуществляться по итогам технического контроля, испытаний и опробований, проведенных в процессе ремонта. Временем окончания ремонта установки считается время постановки в резерв или время вывода в вынужденный простой.

На основании результатов контроля и представленных документов субъект электроэнергетики должен оформить акты приемки оборудования и установок из ремонта, установить предварительные оценки качества отремонтированного оборудования и качества выполненных ремонтных работ в течение трех рабочих дней после дня перевода установки в резерв или в вынужденный простой.».

35. Пункт 114 изложить в следующей редакции:

«114. Акт приемки из ремонта установки и входящего в нее оборудования должен утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики в течение пяти рабочих дней после дня окончания приемо-сдаточных испытаний и в течение трех рабочих дней – в случае перевода установки в резерв или в вынужденный простой.».

36. Абзац третий пункта 117 изложить в следующей редакции:

«Продолжительность подконтрольной эксплуатации увеличивается на величину простоя оборудования по вышеуказанной причине или по другим причинам, влияющим на несение номинальной нагрузки, если величина простоя оборудования превышает пять суток.».

37. Дополнить пунктами 118¹ – 118³ следующего содержания:

«118¹. При заполнении ведомости параметров технического состояния турбогенератора (рекомендуемый образец приведен в приложении № 14 к настоящим Правилам) следует руководствоваться следующим:

1) все параметры технического состояния турбогенератора и его составных частей: электрическое сопротивление, параметры охлаждающей среды, температуры активных частей турбогенератора, вибрация и прочие должны определяться методами, аппаратурой, инструментом и измерительными приборами в соответствии с требованиями, устанавливаемыми законодательством Российской Федерации об электроэнергетике (далее – обязательные требования);

2) тепловые испытания активных частей турбогенератора проводятся в соответствии с обязательными требованиями;

3) вибрация опорных подшипников турбогенераторов и их возбудителей измеряется на верхней крышке подшипников в вертикальном направлении и у разъема – в осевом и поперечном направлениях.

Скоростную характеристику вибрации опорных подшипников турбогенератора (вала ротора) следует снять путем проведения замеров вибросмещения 2А в поперечном и вертикальном направлениях (мкм) и фазы φ (градусы) при развороте турбогенератора в холодном состоянии через каждые 150 – 200 об/мин до достижения частоты вращения ротора турбогенератора равной 2/3 номинальной;

4) вибрация сердечника и корпуса статора определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов. В эксплуатации вибрация измеряется при обнаружении неудовлетворительного состояния стальных конструкций статора (контактная коррозия, повреждения узлов крепления сердечника). Вибрация измеряется в радиальном направлении в сечении, по возможности близком к середине сердечника;

5) вибрация лобовых частей обмотки определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов.

В эксплуатации вибрация измеряется при обнаружении истирания изоляции или ослаблении крепления обмотки, появления водорода в газовой ловушке или частых течей в головках обмотки с водяным охлаждением и соответственно водородным или воздушным заполнением корпуса.

Вибрация измеряется в радиальном и тангенциальном направлении вблизи головок трех стержней обмотки статора;

б) проверка плотности системы жидкостного охлаждения обмотки статора проводится избыточным статическим давлением воды, равным 0,8 МПа на машинах с фторопластовыми соединительными шлангами наружного диаметра 28 мм ($D_{\text{внутр}} = 21$ мм) и 1 МПа при наружном диаметре шлангов 21 мм ($D_{\text{внутр}} = 15$ мм), если в заводских инструкциях не указаны иные требования, превышающие приведенные в настоящем абзаце показатели.

Продолжительность испытания составляет 24 часа.

При испытаниях падение давления при неизменной температуре и утечке воды не должно быть более чем на 0,5 %. Перед окончанием испытания следует осмотреть обмотку, коллекторы, шланги, места их соединения и убедиться в отсутствии просачивания воды.

Проверка плотности жидкостного охлаждения обмотки ротора и других составных частей и устройств проводится согласно заводским рекомендациям;

7) проверка расхода масла в сторону водорода в уплотнениях турбогенератора производится у генераторов с водородным охлаждением с помощью патрубков для контроля масла, установленных на сливных маслопроводах уплотнений. Для генераторов, у которых не предусмотрены такие патрубки, проверка производится измерением расхода масла в поплавковом затворе при временно закрытом выходном венти́ле за определенный промежуток времени. Расход масла в сторону водорода не должен превышать значений, указанных в заводских инструкциях;

8) 1-я критическая частота вращения фиксируется и заносится в графу «частота вращения» таблицы № 1. В таблице № 1 столбец параметров 1-й критической

скорости приведен произвольно.

118². В пунктах 1 и 2 (сопротивление изоляции обмотки статора (каждая фаза в отдельности относительно корпуса и двух других заземляемых фаз) в горячем и холодном состоянии соответственно) подраздела «Обмотка статора» ведомости параметров технического состояния синхронного компенсатора (шунтирующего реактора) (рекомендуемый образец приведен в приложении № 15 к настоящим Правилам) сопротивление изоляции необходимо записывать в виде дроби, в числителе которой указывается сопротивление изоляции через 60 с после приложения напряжения, в знаменателе – через 15 с.

118³. При заполнении ведомости параметров технического состояния трансформатора (автотрансформатора) (рекомендуемый образец приведен в приложении № 16 к настоящим Правилам) следует руководствоваться следующим:

1) измерения изоляции проводятся в соответствии с обязательными требованиями;

2) образцы твердой изоляции по пункту 11 таблицы к ведомости параметров технического состояния трансформатора (автотрансформатора) отбираются в начале вскрытия и перед заливкой активной части маслом.

Результаты испытаний, измерений маслонаполненных вводов проводятся в соответствии с обязательными требованиями.

При заполнении ведомости параметров технического состояния золоулавливающей установки (рекомендуемый образец приведен в приложении № 18 к настоящим Правилам) необходимо руководствоваться тем, что при наличии нескольких параллельно работающих золоулавливающих аппаратов показатели указываются для каждого аппарата и средний показатель на установку в целом.».

38. Абзац второй пункта 120 изложить в следующей редакции:

«Состав ремонтной документации, содержащей требования к отремонтированному оборудованию для каждого конкретного типа оборудования электростанции, должен определяться в соответствии с пунктом 19 настоящих Правил.».

39. Абзацы седьмой – девятый пункта 129 изложить в следующей редакции:

«Оценка «хорошо» должна устанавливаться при выполнении всех требований, указанных в абзацах втором – четвертом пункта 130 настоящих Правил, и выполнении более 50 % требований, указанных в абзацах пятом – одиннадцатом пункта 130 настоящих Правил.

Оценка «удовлетворительно» должна устанавливаться при выполнении всех требований, указанных в абзацах втором – четвертом пункта 130 настоящих Правил, и выполнении менее 50 % требований, указанных в абзацах пятом – одиннадцатом пункта 130 настоящих Правил.

Оценка «неудовлетворительно» должна устанавливаться при невыполнении одного или более требований, указанных в абзацах втором – четвертом пункта 130 настоящих Правил, вне зависимости от выполнения требований, указанных в абзацах пятом – одиннадцатом пункта 130 настоящих Правил.».

40. Пункт 131 изложить в следующей редакции:

«131. Оценка качества отремонтированного основного оборудования и оценка качества выполненных ремонтных работ должны устанавливаться:

предварительно – по окончании приемо-сдаточных испытаний, но не позднее трех рабочих дней после их окончания либо перевода установки в резерв или в вынужденный простой;

окончательно – по результатам подконтрольной эксплуатации, но не позднее трех рабочих дней после ее окончания.».

41. Пункт 141 изложить в следующей редакции:

«141. Планирование ремонта оборудования при выборе вида ремонта по техническому состоянию должно включать в себя разработку:

перспективных планов контроля технического состояния и ремонта основного оборудования;

годовых и месячных графиков контроля технического состояния и ремонта основного оборудования;

годовых и месячных планов контроля технического состояния и ремонта вспомогательного оборудования;

годовых и месячных планов контроля технического состояния и ремонта

общестанционного оборудования.

При разработке годовых и месячных графиков (планов) контроля технического состояния и ремонта субъектом электроэнергетики должны соблюдаться требования пункта 8 настоящих Правил.».

42. Пункт 145 изложить в следующей редакции:

«145. Годовой график контроля технического состояния и ремонта основного оборудования должен разрабатываться на планируемый год в соответствии с утвержденным перспективным планом контроля технического состояния и ремонта с учетом результатов контроля технического состояния основного оборудования. При этом в годовой график контроля технического состояния и ремонта основного оборудования могут быть внесены изменения относительно перспективного плана.

Субъекты электроэнергетики в годовом графике контроля технического состояния и ремонта основного оборудования должны устанавливать:

сроки и продолжительность остановов энергоблоков и установок для выполнения контроля технического состояния основного оборудования на первое полугодие годового плана с целью определения необходимости включения ремонта по техническому состоянию в годовой план следующего года;

сроки и объемы ремонта по техническому состоянию, определяемые по результатам контроля технического состояния основного оборудования энергоблоков и энергоустановок.

Годовой график контроля технического состояния и ремонта основного оборудования электростанций (рекомендуемый образец годового графика контроля технического состояния и ремонта основного оборудования электростанций приведен в приложении № 6 к настоящим Правилам) должен содержать следующие сведения:

вид ремонта или контроля;

планируемая дата начала и окончания проведения ремонта или контроля;

дата завершения предыдущего ремонта или контроля;

наработка (от последнего капитального ремонта, нормативная между ремонтами или контролем);

ИТС оборудования, рассчитанный в соответствии с Методикой оценки технического состояния на месяц утверждения годового графика контроля технического состояния и ремонта основного оборудования электростанций, а для оборудования, относящегося к объектам диспетчеризации субъекта оперативно-диспетчерского управления, – на месяц подачи предложения о выводе в ремонт для включения в сводный годовой график ремонта объектов диспетчеризации.».

43. Пункт 155 изложить в следующей редакции:

«155. Проведение технического обслуживания зданий и сооружений тепловых электростанций, а также ведение технической документации контролируются работниками, ответственными за безопасную эксплуатацию и надзор за зданиями и сооружениями, определяемыми субъектом электроэнергетики.».

44. Пункт 156 признать утратившим силу.

45. В пункте 165:

а) абзац шестой изложить в следующей редакции:

«продолжительность капитального и текущего ремонта дымовых труб, газоходов и градирен согласно приложению № 35 к настоящим Правилам (при сверхнормативных объемах ремонтных работ применяется продолжительность, предусмотренная проектной документацией на осуществление соответствующего ремонта);»;

б) абзац седьмой изложить в следующей редакции:

«необходимость возможного совмещения ремонта газоходов и дымовых труб с ремонтом котла, проверки технического состояния газоходов и дымовых труб с ремонтом котла;».

46. Дополнить пунктом 165¹ следующего содержания:

«165¹. При учете норм простоя дымовых железобетонных и кирпичных труб для обследования внутренней поверхности футеровки, изоляции железобетонной поверхности и оголовка трубы необходимо исходить из того, что:

а) нормы простоя, включенные в приложение № 34 к настоящим Правилам, сформированы при условии состояния оголовка, позволяющего установку оснастки. При необходимости ремонта оголовка длительность простоя должна увеличиваться

на необходимое для выполнения такого ремонта время;

б) все подготовительные работы к внутреннему осмотру поверхности футеровки и оголовка трубы выполняются на работающей трубе.».

47. Пункт 175 изложить в следующей редакции:

«175. Проектная документация используется субъектами электроэнергетики в качестве основного документа при принятии технических решений и проведении ремонтов на зданиях и сооружениях, при этом объемы, состав и сроки ремонтных работ определяются на основании ведомостей объемов работ по ремонту конкретных зданий и сооружений тепловых электростанций и объектов электросетевого хозяйства, а в случае отсутствия проектной документации, при проведении капитального ремонта зданий и сооружений, вправе обеспечить по собственной инициативе подготовку проектной документации – в объеме, согласованном с проектной организацией, или руководствоваться содержанием выполняемых работ.».

48. Пункт 176 изложить в следующей редакции:

«176. Уточнение перечня и объема ремонтных работ должно быть завершено до начала ремонта. Произведенные уточнения следует вносить в ведомость планируемых работ по ремонту, которая должна утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики.».

49. Пункт 182 изложить в следующей редакции:

«182. Не позднее чем за 10 календарных дней до дня начала капитального ремонта зданий и сооружений тепловых электростанций комиссии, состав которой должен определяться субъектом электроэнергетики, следует производить проверку готовности электростанции к капитальному ремонту здания, сооружения с составлением соответствующего акта, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 39 к настоящим Правилам.».

50. В пункте 184:

а) абзац первый изложить в следующей редакции:

«184. В целях проведения ремонта зданий и сооружений (дымовых труб, газоходов, градирен, золошлакоотвалов, гидротехнических и других сооружений и зданий) тепловых электростанций субъект электроэнергетики должен:»;

б) абзац третий изложить в следующей редакции:

«обеспечить подготовку разрешений на производство работ в зоне воздушных линий электропередачи (далее – ВЛ) и связи, проезжей части городских дорог, эксплуатируемых участков железных и автомобильных дорог или в полосе отвода этих дорог, на вскрытие дорожных покрытий в местах прохождения подземных коммуникаций (со схемами указанных коммуникаций), на снос строений, мешающих ремонту, закрытие уличных проездов, отвод участка для отсыпки строительного мусора; необходимость в оформлении упомянутых разрешений должна устанавливаться на основании проектной документации и ППР;».

51. Абзацы второй и третий пункта 189 изложить в следующей редакции:

«При приемке зданий и сооружений тепловых электростанций из капитального ремонта комиссии по приемке должны быть представлены проектная документация, исполнительные чертежи, ведомость дефектов и объемов работ, журналы производства работ, акты скрытых работ, акты выполненных работ, паспорта и сертификаты на используемые изделия и материалы, документы (рекомендуемые образцы приведены в приложениях № 37 – 40 к настоящим Правилам).

При сдаче зданий и сооружений тепловых электростанций из текущего ремонта должна быть представлена документация, указанная в настоящем пункте Правил (рекомендуемые образцы приведены в приложениях №№ 37, 38, 40, 41 к настоящим Правилам).».

52. Пункт 200 изложить в следующей редакции:

«200. Перечень работ по техническому обслуживанию оборудования гидроагрегатов регламентируется ремонтной документацией, указанной в пункте 17 настоящих Правил, а при ее отсутствии – перечнем работ в соответствии с приложением № 43 к настоящим Правилам.».

53. Пункт 203 дополнить абзацами следующего содержания:

«Планово-предупредительный ремонт применяется к следующим объектам:
основное оборудование гидравлических электростанций (гидротурбина, гидрогенератор, трансформатор);

вспомогательное и общестанционное оборудование;

установка (гидротурбинная генераторная, трансформаторная), включающая основное оборудование и обеспечивающее его работу вспомогательное оборудование, предназначенные для производства, преобразования и передачи электрической энергии.».

54. Пункт 205 изложить в следующей редакции:

«205. Для оборудования ГЭС ремонтный цикл, виды и продолжительность ремонта, а также нормативный межремонтный ресурс и периодичность капитального ремонта определяются исходя из требований проектной документации и документации организации – изготовителя оборудования. При отсутствии информации, предусмотренной настоящим пунктом, в указанной документации необходимо руководствоваться требованиями приложения № 46 к настоящим Правилам.

Увеличение продолжительности ремонта при работе ГЭС в непроектном режиме утверждает субъект электроэнергетики.».

55. В пункте 207 заменить слово «гидроагрегатов» словами «основного оборудования ГЭС».

56. В пункте 208:

а) в абзаце первом слово «гидроагрегатов» заменить словом «основного»;

б) в абзаце четвертом слово «гидроагрегатов» заменить словами «основного оборудования»;

в) дополнить абзацем следующего содержания:

«обеспечение при планировании ремонтов приоритетного учета основного оборудования ГЭС, находящегося в критическом или неудовлетворительном состоянии, установленном по результатам оценки технического состояния, выполненной в соответствии с Методикой оценки технического состояния, по отношению к оборудованию, находящемуся в ином техническом состоянии (удовлетворительном, хорошем, очень хорошем).».

57. В пункте 209:

а) в абзаце втором слово «гидроагрегатов» заменить словами «основного оборудования»;

б) в абзаце третьем слово «гидроагрегатов» заменить словами «основного оборудования».

58. Пункт 210 изложить в следующей редакции:

«210. Перспективный план ремонта основного оборудования ГЭС (рекомендуемый образец перспективного плана ремонта основного оборудования ГЭС приведен в приложении № 44 к настоящим Правилам) должен разрабатываться не менее чем на пять лет, утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики и содержать следующие сведения:

год и месяц вывода в ремонт;

вид ремонта;

продолжительность ремонта;

перечень сверхтиповых работ;

дату завершения предыдущего капитального ремонта;

наработку с начала эксплуатации;

наработку от последнего капитального ремонта;

нормативный межремонтный ресурс;

прогнозное значение ИТС оборудования на год планируемого ремонта, рассчитанное в соответствии с Методикой оценки вероятности отказа.

Перспективный план ремонта основного оборудования ГЭС должен формироваться на основе:

прогнозируемой средней наработки в часах по каждому году перспективного плана;

нормативного межремонтного ресурса между капитальным ремонтом для конкретных типов гидравлических турбин, указанного в нормах периодичности и продолжительности планового ремонта основного оборудования ГЭС, приведенных в приложении № 46 к настоящим Правилам;

календарной продолжительности ремонтного цикла основного оборудования ГЭС, соответствующей интервалу времени в годах от даты и времени окончания предшествующего капитального ремонта до даты и времени выхода в последующий капитальный ремонт;

прогнозного значения ИТС оборудования на год планируемого ремонта, рассчитанного в соответствии с Методикой оценки вероятности отказа.».

59. Дополнить пунктом 210¹ следующего содержания:

«210¹. При включении нормативного межремонтного ресурса между капитальными ремонтами по каждому типу гидроагрегата в перспективный план ремонта гидроагрегатов необходимо руководствоваться следующим:

а) продолжительность ремонта гидроагрегата (гидротурбина и гидрогенератор) установлена в приложении № 46 к настоящим Правилам в календарных сутках, включая выходные дни, но исключая праздничные дни;

б) продолжительность капитальных и текущих ремонтов установлена в приложении № 46 к настоящим Правилам исходя из условия выполнения объема работ типового капитального и текущего ремонта;

в) нормы продолжительности ремонта в зимних условиях увеличиваются на 10 %, а для ГЭС, расположенных в условиях Крайнего Севера, – на 15 %;

г) продолжительность планово-предупредительного ремонта гидроагрегатов мощностью до 10 МВт не нормируется.».

60. Подпункт «в» пункта 212 изложить в следующей редакции:

«в) в случаях если календарная продолжительность ремонтного цикла гидроагрегата превышает восемь лет, субъект электроэнергетики по истечении восьми лет с даты окончания последнего капитального ремонта должен принимать согласованное с организацией – изготовителем оборудования и (или) экспертной организацией, аккредитованной в области электроэнергетики в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации, одно из следующих решений:

о дальнейшей эксплуатации и изменении действующей структуры и продолжительности ремонтного цикла до следующего капитального ремонта;

о прекращении дальнейшей эксплуатации и проведении капитального ремонта.».

61. Пункт 213 изложить в следующей редакции:

«213. Перспективный план ремонта ежегодно должен перерабатываться

с увеличением периода планирования на один год и корректировкой с уточнением ранее утвержденных показателей плана, в том числе должно производиться уточнение календарной продолжительности ремонтного цикла на основании фактического числа часов работы оборудования за истекший год планируемого периода, результатов контроля технического состояния оборудования и прогнозного значения ИТС оборудования, рассчитанного в соответствии с Методикой оценки вероятности отказа.».

62. Пункт 214 изложить в следующей редакции:

«214. Годовой график ремонта основного оборудования (рекомендуемый образец годового графика ремонта основного оборудования приведен в приложении № 47 к настоящим Правилам) должен разрабатываться на ближайший планируемый год в соответствии с утвержденным перспективным планом исходя из:

фактического технического состояния;

результатов выполнения программы технического перевооружения и реконструкции;

фактической наработки от последнего капитального ремонта.

Годовой график ремонта основного оборудования должен разрабатываться субъектами электроэнергетики и должен содержать следующие сведения:

вид ремонта;

дата начала и окончания ремонта;

продолжительность ремонта;

перечень сверхтиповых работ;

дата завершения предыдущего капитального ремонта;

наработка (от последнего капитального ремонта, нормативная между капитальными ремонтами);

ИТС оборудования, рассчитанный в соответствии с Методикой оценки технического состояния на месяц утверждения годового графика контроля технического состояния и ремонта основного оборудования электростанций, а для оборудования, относящегося к объектам диспетчеризации субъекта оперативно-диспетчерского управления, – на месяц подачи предложения о выводе в ремонт для

включения в сводный годовой график ремонта объектов диспетчеризации.

В годовом графике ремонта основного оборудования должны указываться основные объемы и перечень сверхтиповых работ, а в случае совмещения работ по ремонту и техническому перевооружению должны указываться также основные объемы работ по техническому перевооружению.».

63. Пункт 215 изложить в следующей редакции:

«215. В случаях если годовым графиком ремонта основного оборудования предусматривается выполнение в плановый ремонт (капитальный или текущий) сверхтиповых объемов ремонтных работ, требующих увеличения продолжительности ремонта свыше нормативной, решение о продолжительности ремонта должно приниматься техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

В случаях если по результатам испытаний, технического диагностирования, контроля и других проведенных исследований по определению фактического технического состояния основного оборудования выявлена необходимость проведения капитального ремонта с межремонтным ресурсом меньше нормативного межремонтного ресурса, решение о включении в годовой график следующего года указанного ремонта должно приниматься техническим руководителем субъекта электроэнергетики. При этом исчисление нормативного межремонтного ресурса начинается с даты окончания капитального ремонта.».

64. В пункте 216:

а) в абзацах первом – четвертом слово «гидроагрегатов» заменить словами «основного оборудования ГЭС»;

б) в абзаце четвертом слово «эксплуатируемых» заменить словом «эксплуатируемого».

65. Пункт 217 изложить в следующей редакции:

«217. Разработка и утверждение планов ремонта основного оборудования ГЭС должны производиться в следующем порядке:

перспективный план ремонта с укрупненным объемом работ должен разрабатываться субъектом электроэнергетики и утверждаться им не позднее чем за

10 месяцев до начала планируемого периода (но не позднее 1 марта года, предшествующего планируемому);

годовые и месячные графики ремонта основного оборудования ГЭС должны разрабатываться и утверждаться в соответствии с пунктом 8 настоящих Правил.

Все изменения по годовым и месячным графикам ремонта основного оборудования ГЭС доводятся после их утверждения до лиц и организаций, привлекаемых к ремонту, по электронной почте, а при отсутствии такой возможности – по факсу, либо посредством почтового отправления.».

66. В пункте 218 слово «гидроагрегатов» заменить словами «основного оборудования ГЭС».

67. Пункт 235 дополнить абзацами следующего содержания:

«При заполнении акта об использовании для ремонта гидроагрегатов материалов-заменителей (рекомендуемый образец приведен в приложении № 58 к настоящим Правилам) необходимо:

а) в наименовании и обозначении оборудования указывать: гидротурбина, гидрогенератор, техническая система (наименование), вспомогательное оборудование (наименование);

б) в наименовании, обозначении (по конструкторской документации, техническим условиям (далее – ТУ), ГОСТ) составной части указывать наименование составной части, детали, конструктивного элемента, при ремонте которых применен материал-заменитель.».

68. Пункт 238 изложить в следующей редакции:

«238. Субъект электроэнергетики должен передать организации – исполнителю ремонта необходимую для выполнения ремонтных работ технологическую оснастку, специальные грузозахватные приспособления и такелаж, полученные совместно с оборудованием от его организации-изготовителя.».

69. Пункт 264 дополнить абзацем следующего содержания:

«Замеры вибрации параметров технического состояния элементов гидротурбины и гидрогенератора проводятся при холостом ходе гидрогенератора без возбуждения, холостом ходе – с возбуждением и в номинальном режиме в горячем

состоянии.».

70. Абзац первый пункта 299 изложить в следующей редакции:

«299. При капитальном ремонте гидротехнических сооружений обеспечиваются в объеме, предусмотренном проектом:».

71. Абзац четвертый пункта 339 изложить в следующей редакции:

«Если при проведении ремонтных работ будет выявлено увеличение протечек воды через уплотнительные устройства или опорный контур затвора (заграждения), необходимо принять меры по их устранению.».

72. Абзац первый пункта 342 дополнить предложением следующего содержания:

«Перечень процедур при приемке гидротехнического сооружения из ремонта применяется при проведении комплексного ремонта гидротехнического сооружения, при проведении выборочного ремонта перечень процедур может быть сокращен на основании решения технического руководителя обособленного подразделения субъекта электроэнергетики.».

73. Абзац третий пункта 361 изложить в следующей редакции:

«сроков и объемов технического обслуживания подсистем АСУ ТП (средств ТАИ), определенных организацией – изготовителем оборудования, нормативной и технической документацией;».

74. Абзац первый пункта 362 изложить в следующей редакции:

«362. ТО с ПК подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) следует проводить на работающем без изменения режимов работы, работающем с изменением режима работы по специальной программе или остановленном основном и вспомогательном оборудовании объекта электроэнергетики. В состав работ по ТО с ПК включаются следующие мероприятия:».

75. Пункт 363 изложить в следующей редакции:

«363. Помимо состава работ ТО с ПК, предусмотренного пунктом 362 настоящих Правил, для отдельных групп подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) в соответствии с пунктами 365 – 370 настоящих Правил должны устанавливаться особенности ТО с ПК, которые применяются в порядке, установленном решением

технического руководителя субъекта электроэнергетики. Конкретные решения по периодичности и объему ТО с ПК подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) принимаются субъектами электроэнергетики по каждой подсистеме АСУ ТП (группе средств ТАИ).».

76. Абзац пятый пункта 364 изложить в следующей редакции:

«ТО с ПК авторегуляторов ГЭС следует выполнять с периодичностью не менее одного раза в год, если иная периодичность не определена организацией – изготовителем оборудования.».

77. В пункте 365:

а) абзац второй изложить в следующей редакции:

«опробование технологических защит, блокировок и сигнализации (далее – ТЗиС) следует производить по годовому графику, утвержденному техническим руководителем субъекта электроэнергетики, который должен составляться в соответствии с требованиями организаций – изготовителей оборудования, нормативной и технической документацией.»;

б) абзац шестой изложить в следующей редакции:

«ТО с ПК отдельных элементов и устройств ТЗиС (отсечные исполнительные механизмы, приборы, первичные преобразователи, указатели положения, сигнализаторы уровня) для ГЭС следует выполнять на остановленном гидроагрегате и вспомогательном оборудовании в межремонтный период с периодичностью не менее одного раза в год, если иная периодичность не определена организацией – изготовителем оборудования.».

78. Абзац третий пункта 368 изложить в следующей редакции:

«ТО с ПК следует выполнять на остановленном гидроагрегате или вспомогательном оборудовании ГЭС в межремонтный период с периодичностью один раз в год, если иная периодичность не определена организацией – изготовителем оборудования.».

79. Абзац первый пункта 372 изложить в следующей редакции:

«372. Вид ремонта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) в случае, если требования к выполнению видов ремонта не определены организацией – изготовителем

оборудования подсистем АСУ ТП (средств ТАИ), должен определяться видом ремонта основного оборудования.».

80. Пункт 373 изложить в следующей редакции:

«373. По истечении установленного срока службы, окончании выпуска запасных частей организацией – изготовителем оборудования или окончании поддержки разработчиком ПО субъекты электроэнергетики должны разработать и утвердить график перспективной замены или модернизации подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) объекта электроэнергетики.».

81. Абзац первый пункта 374 изложить в следующей редакции:

«374. Планирование текущего, среднего и капитального ремонта следует выполнять в соответствии с годовым графиком ремонта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ), который разрабатывается на основании требований организаций – изготовителей оборудования в отношении сроков и объемов ремонта, а также нормативной и технической документации с учетом годового графика ремонта основного и годового плана ремонта вспомогательного оборудования объекта электроэнергетики. Годовой график ремонта подсистем АСУ ТП (средств ТАИ) ежегодно должен утверждаться техническим руководителем субъекта электроэнергетики. При этом годовые графики ремонта КИП, СИ должны быть скоординированы по срокам и объемам с графиками поверки и калибровки.».

82. Пункт 387 изложить в следующей редакции:

«387. Периодичность работ по ремонту ЛЭП и оборудования ПС должна устанавливаться субъектами электроэнергетики на основании требований нормативной и технической документации, инструкций организаций – изготовителей оборудования исходя из технического состояния, определяемого по результатам обходов, осмотров и испытаний, проводимых в соответствии с ЛНА субъекта электроэнергетики, а также климатических и метеорологических условий эксплуатации ЛЭП и оборудования ПС.».

83. Подпункт «а» пункта 388 изложить в следующей редакции:

«а) перспективных планов ремонта, разрабатываемых не менее чем на пять лет;».

84. Пункт 390 изложить в следующей редакции:

«390. Графики ремонта ЛЭП и оборудования ПС должны разрабатываться и утверждаться субъектами электроэнергетики. Графики ремонта ЛЭП и оборудования ПС, являющихся объектами диспетчеризации, должны разрабатываться и утверждаться субъектами электроэнергетики в соответствии с требованиями пункта 8 настоящих Правил.».

85. Абзац первый пункта 391 изложить в следующей редакции:

«391. Работы по ремонту ЛЭП и оборудования ПС должны производиться по технологическим картам, а также (при отсутствии в технологических картах необходимых для ремонта видов работ) по разрабатываемому для конкретных условий ППР.».

86. Абзац второй подпункта «б» пункта 395 изложить в следующей редакции:

«Акт приемки оборудования ПС 35 кВ и выше из ремонта должен составляться после завершения месячной подконтрольной эксплуатации, которую необходимо начинать со дня завершения приемо-сдаточных испытаний под нагрузкой, которые проводятся в течение 48 часов, и осуществлять в соответствии с пунктами 115 – 118 настоящих Правил.».

87. Пункт 407 изложить в следующей редакции:

«407. Вне зависимости от выбранного вида организации ремонта планирование технического обслуживания и ремонта ВЛ напряжением 35 кВ и выше (далее – ВЛ 35 кВ и выше) должно осуществляться исходя из результатов оценки технического состояния ВЛ, выполненной в соответствии с Методикой оценки технического состояния, и прогнозного значения ИТС ВЛ, определенного в соответствии с Методикой расчета вероятности отказа, а также исходя из приоритетности проведения ремонтов ВЛ, находящихся в критическом или неудовлетворительном состоянии, по отношению к ремонтам ВЛ и оборудования ПС, находящихся в иных технических состояниях (удовлетворительном, хорошем, очень хорошем).

Перечень работ по техническому обслуживанию ВЛ 35 кВ и выше и сроки их проведения установлены в приложении № 76 к настоящим Правилам.

Работы, указанные в приложении № 76 к настоящим Правилам, по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики могут выполняться следующими дистанционными методами:

методом спутникового мониторинга – измерение ширины и состояния просеки;
методом использования беспилотных летательных аппаратов – верховой осмотр и тепловизионные обследования.

Результаты измерений и осмотров ВЛ 35 кВ и выше должны вноситься в ведомости измерений и листки осмотра соответственно с последующим переносом выявленных дефектов, в том числе фактов нарушения установленных охранных зон объектов электросетевого хозяйства, в журнал дефектов (рекомендуемый образец журнала дефектов, в который следует вносить неисправности ВЛ 35 кВ и выше, приведен в приложении № 77 к настоящим Правилам).

Периодичность проведения капитального ремонта ВЛ должна устанавливаться в соответствии с ПТЭ.

Капитальный ремонт ВЛ 35 кВ и выше может производиться поэтапно на отдельных участках, элементах ВЛ.

Перечень работ, выполняемых при капитальном ремонте ВЛ 35 кВ и выше, приведен в приложении № 78 к настоящим Правилам.

Перспективный план капитального ремонта ВЛ 35 кВ и выше (рекомендуемый образец перспективного плана капитального ремонта для ВЛ 35 кВ и выше приведен в приложении № 79 к настоящим Правилам) должен содержать следующие сведения:

протяженность ВЛ (по цепям);
год ввода в эксплуатацию ВЛ;
год последнего капитального ремонта;
прогнозное значение ИТС ВЛ, рассчитанное в соответствии с Методикой расчета вероятности отказа;

объемы работ (или протяженности отремонтированных участков) по планируемым годам проведения ремонта.

Годовой график капитального ремонта для ВЛ 35 кВ и выше должен содержать следующие сведения:

протяженность ремонтируемого участка ВЛ (по цепям);

наименование работ;

плановые и фактические показатели капитального ремонта с ежемесячной разбивкой;

ИТС ВЛ, рассчитанный в соответствии с Методикой оценки технического состояния на месяц утверждения годового графика контроля технического состояния и ремонта основного оборудования электростанций, а для оборудования, относящегося к объектам диспетчеризации субъекта оперативно-диспетчерского управления, – на месяц подачи предложения о выводе в ремонт для включения в сводный годовой график ремонта объектов диспетчеризации (рекомендуемый образец годового графика капитального ремонта для ВЛ 35 кВ и выше приведен в приложении № 80 к настоящим Правилам). Работы на ВЛ 35 кВ и выше, выполненные с заменой элементов, фиксируются в технических паспортах ВЛ.»

88. Пункт 409 изложить в следующей редакции:

«409. Вне зависимости от выбранного вида организации ремонта планирование технического обслуживания и ремонта основного технологического оборудования ПС 35 кВ и выше должно осуществляться на основе результатов оценки технического состояния такого оборудования, выполненной в соответствии с Методикой оценки технического состояния, исходя из приоритетности проведения ремонтов оборудования, находящегося в критическом или неудовлетворительном состоянии, по отношению к ремонту оборудования ПС, находящегося в иных технических состояниях (удовлетворительном, хорошем, очень хорошем).

Перечень работ по техническому обслуживанию оборудования ПС 35 кВ и выше, а также сроки их проведения приведены в приложении № 85 к настоящим Правилам.

Выявленные при осмотрах дефекты оборудования ПС 35 кВ и выше заносятся в журнал дефектов (рекомендуемый образец журнала дефектов приведен в приложении № 77 к настоящим Правилам).

Результаты испытаний, измерений, контроля, опробования должны оформляться в виде протоколов и фиксироваться в ремонтной документации.

Периодичность ремонта оборудования ПС 35 кВ и выше приведена в приложении № 86 к настоящим Правилам.

Текущий ремонт трансформаторов 35 кВ и выше включает в себя наружный осмотр и работы по устранению дефектов, поддающихся ликвидации на месте: чистка изоляторов и бака, доливка масла, смена сорбента в фильтрах, подтяжка болтовых контактов, проверка (замена) подшипников двигателей системы охлаждения, отбор проб масла, прогонка устройств регулирования под нагрузкой (далее – РПН), переключения без возбуждения (далее – ПБВ), проведение измерений, испытаний, опробование стационарных систем пожаротушения.

Текущий ремонт коммутационных аппаратов ПС 35 кВ и выше включает внешний осмотр оборудования, его чистку, проверку креплений и подтяжку контактов ошиновки, ремонт изоляции, зачистку и шлифовку подгоревших мест контактов, смазку контактов, измерение сопротивления контактов постоянному току, смазку трущихся частей, взятие проб масла и его доливку, опробование включения и отключения и другие работы, предусмотренные технической документацией организации – изготовителя оборудования.

В перспективном плане капитального (среднего) ремонта оборудования ПС указываются сроки ремонта силовых трансформаторов (автотрансформаторов), реакторов, синхронных компенсаторов, высоковольтных выключателей на напряжение 35 кВ и выше в соответствии с приложением № 89 к настоящим Правилам, а для основного технологического оборудования ПС – также прогнозное значение ИТС оборудования на год планируемого ремонта, рассчитанное в соответствии с Методикой расчета вероятности отказа.

Годовой график капитального (среднего) ремонта оборудования ПС составляется на основе перспективного плана, результатов испытаний и осмотров оборудования и сооружений, требований ЛНА субъекта электроэнергетики, технической документации организации – изготовителя оборудования. В годовом графике капитального (среднего) ремонта оборудования ПС должен в том числе указываться ИТС основного технологического оборудования ПС, рассчитанный в соответствии с Методикой оценки технического состояния на месяц утверждения

годового графика, а для оборудования, относящегося к объектам диспетчеризации субъекта оперативно-диспетчерского управления, – на месяц подачи предложения о выводе в ремонт для включения в сводный годовой график ремонта объектов диспетчеризации (рекомендуемый образец годового графика капитального (среднего) ремонта оборудования ПС приведен в приложении № 90 к настоящим Правилам).

При приемке оборудования из ремонта комиссия по приемке должна оценить техническую документацию, протоколы испытаний, измерений. При приемке из ремонта трансформаторов 35 кВ и выше комиссии по приемке представляется ведомость параметров технического состояния трансформатора (автотрансформатора) (рекомендуемый образец ведомости параметров технического состояния трансформатора (автотрансформатора) приведен в приложении № 16 к настоящим Правилам); при приемке синхронных компенсаторов – ведомость параметров технического состояния синхронного компенсатора (шунтирующего реактора) (рекомендуемый образец ведомости параметров технического состояния синхронного компенсатора (шунтирующего реактора) приведен в приложении № 15 к настоящим Правилам).».

89. Пункт 410 изложить в следующей редакции:

«410. Ремонты ЛЭП и оборудования ПС могут осуществляться по техническому состоянию.

Для применения вида организации ремонта по техническому состоянию должно быть обеспечено выполнение требований пунктов 11 и 14, 15 настоящих Правил.».

90. Пункт 411 изложить в следующей редакции:

«411. Решение о применении вида ремонта по техническому состоянию основного оборудования ПС напряжением 35 кВ и выше (силовые трансформаторы (автотрансформаторы), реакторы, высоковольтные выключатели) принимается в соответствии с пунктом 11 настоящих Правил, а по ЛЭП и остальным видам оборудования – техническим руководителем субъекта электроэнергетики.».

91. Пункты 412 и 413 признать утратившими силу.

										капитального ремонта на 01.01 планируемого года	Нормативная между капитальными ремонтами	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

».

95. Таблицу приложения № 6 изложить в следующей редакции:

«

Наименование оборудования, тип	Станционный номер	Мощность, МВт; паропроизводительность, т/ч	ИТС оборудования	Снижение мощности, МВт	Вид ремонта <*> (КР, СР, ТР) или контроль	Планируемое время проведения ремонта или контроля		Дата завершения предыдущего ремонта или контроля	Наработка, час		Примечание
						Начало, дата	Окончание, дата		От последнего капитального ремонта на 01.01 планируемого года	Нормативная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

».

96. Примечания к приложению № 14 признать утратившими силу.

97. Примечание к приложению № 15 признать утратившим силу.

98. Приложение № 16 изложить в следующей редакции:

«Приложение № 16
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от 25.10.2017 № 1013

(рекомендуемый образец)

«Ведомость параметров технического состояния трансформатора (автотрансформатора)

_____, наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции) станционный (подстанционный) № _____, заводской номер _____, тип _____, завод (фирма) _____, год выпуска _____, год пуска в эксплуатацию _____
 Трансформатор (автотрансформатор) находился в _____ ремонте (вид ремонта) с _____ 20__ г. до _____ 20__ г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение			Документ, устанавливающий нормативное значение	Причины несоответствия значения после ремонта нормативному
			Норматив	До ремонта	После ремонта		
Потери холостого хода							
1.	Потери холостого хода	%					
Обмотка и сердечник							
2.	Наличие замечаний по состоянию ярма магнитопровода	—					
3.	Состояние бумажной изоляции обмоток, степень полимеризации бумажной изоляции	единиц					
Сопротивление обмоток постоянному току в среднем положении регулятора под напряжением (далее – РПН) или переключателя без возбуждения (далее – ПБВ)							
4.	Высшее напряжение (далее – ВН)	Ом					
5.	Среднее напряжение (далее – СН)	Ом					
6.	Низшее напряжение (далее – НН)	Ом					
Сопротивление изоляции обмоток							
7.	ВН – корпус	МОм					
8.	СН – корпус	МОм					
9.	НН – корпус	МОм					

10.	ВН - СН + НН + корпус	МОм					
11.	СН - ВН + НН + корпус	МОм					
12.	НН - СН + НН + корпус	МОм					
Сопротивление изоляции							
13.	Ярмовых балок	МОм					
14.	Прессующих колец	МОм					
15.	Стяжных шпилек (бандажей)	МОм					
16.	Ярма	МОм					
17.	Магнитопровода	МОм					
Тангенс угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$) изоляции обмоток							
18.	ВН - СН + НН + корпус	%					
19.	СН - ВН + НН + корпус	%					
20.	НН - СН + НН + корпус	%					
Электрическая емкость обмоток							
21.	ВН	пФ					
22.	СН	пФ					
23.	НН	пФ					
Коэффициент трансформации							
24.	ВН-СН						
25.	ВН-НН						
26.	СН-НН						
Сопротивление короткого замыкания							
27.	ВН-СН	Ом					
28.	ВН-НН	Ом					
29.	СН-НН	Ом					
Влагосодержание твердой изоляции							
30.	Влагосодержание твердой изоляции	%					
Трансформаторное масло							
31.	Величина пробивного напряжения при испытаниях масла	кВ					

32.	Значение кислотного числа	мг КОН/г масла					
33.	Значение температуры вспышки	°С					
34.	Значение тангенса угла диэлек- трических потерь при 90 °С	%					
Соответствие результатов хроматографического анализа масла на содержание газов нормативам							
35.	H ₂	% от объема					
36.	CH ₄	% от объема					
37.	CO	% от объема					
38.	CO ₂	% от объема					
39.	C ₂ H ₄	% от объема					
40.	C ₂ H ₆	% от объема					
41.	C ₂ H ₂	% от объема					
Высоковольтные вводы							
42.	Замечания по состоянию фар- фора высоковольтных вводов	—					
Сопротивление изоляции							
43.	ВН	МОм					
44.	СН	МОм					
Тангенс угла диэлектрических потерь							
45.	ВН	%					
46.	СН	%					
Электрическая емкость							
47.	ВН	пФ					
48.	СН	пФ					
Состояние масла ввода ВН							
49.	Величина пробивного напряже- ния при испытаниях масла	кВ					

50.	Значение кислотного числа	мг КОН/г масла					
51.	Значение температуры вспышки	°С					
52.	Тангенс угла диэлектрических потерь	%					
Состояние масла ввода СН							
53.	Величина пробивного напряже- ния при испытаниях масла	кВ					
54.	Значение кислотного числа	мг КОН/г масла					
55.	Значение температуры вспышки	°С					
56.	Тангенс угла диэлектрических потерь	%					
Устройство регулирования напряжения							
Анализ масла из бака РПН							
57.	Величина пробивного напряже- ния при испытаниях масла	кВ					
58.	Значение кислотного числа	мг КОН/г масла					
59.	Значение температуры вспышки	°С					
60.	Значение тангенса угла диэлек- трических потерь при 90 °С	%					
61.	Влагосодержание	% (г/т)					
62.	Содержание механических при- месей	%					
63.	Содержание водорастворимых кислот и щелочей						
64.	Соответствие результатов хро- матографического анализа масла на содержание газов нор- мативам	% от объема					
Механическая часть РПН (ПБВ)							
65.	Наличие замечаний по состоя- нию устройства регулирования	—					

	напряжения						
66.	Наличие замечаний по состоянию контактора РПН	-					
67.	Наличие замечаний по состоянию привода устройства регулирования напряжения	-					
Система охлаждения							
68.	Наличие замечаний по состоянию вентиляторов системы охлаждения	-					
69.	Наличие замечаний по состоянию трубопроводов и запорной арматуры системы охлаждения	-					
70.	Наличие замечаний по состоянию шкафа автоматического управления охлаждением трансформатора	-					

Заливка маслом проводилась _____

(метод заливки, вакуум, продолжительность заливки)

Продолжительность отстоя масла до испытания _____

Продолжительность соприкосновения активной части с окружающим воздухом, час _____, температура активной части, измеренная на верхнем ярме магнитопровода, в начальный период соприкосновения с воздухом, °С _____, в конце °С _____

Ремонт производился в условиях _____

(завода, энергопредприятия)

Метод нагрева _____, продолжительность, час _____

Наименование	Показатели						Нейтраль	Примечание
	ВН			СН				
	А	В	С	А	В	С		
Номера ввода								Данные приводятся в числи-
Испытательное напряжение, кВ								

Продолжительность испытания, минут								теле – после ремонта, в знаменателе – до ремонта.
$\text{tg } \delta$ изоляции, %								
Сопротивление изоляции, МОм								
Масло из вводов:								
Пробивное напряжение, Кв								
Кислотное число, мг КОН/г								
Температура вспышки, °С								
Контроль изоляции под рабочим напряжением								
$ \text{tg } \delta $								
Y/Y								

Представитель обособленного подразделения субъекта электроэнергетики (электростанции):

подпись

инициалы, фамилия

Руководитель ремонта:

подпись

инициалы, фамилия

».

99. Примечание к таблице приложения № 18 признать утратившим силу.

100. В рекомендуемом образце акта о выявленных дефектах оборудования, содержащемся в приложении № 23, слова: «Представитель подразделения по планированию и подготовке ремонта

_____»

подпись

инициалы, фамилия

ИСКЛЮЧИТЬ.

101. В перечне работ по техническому обслуживанию зданий и сооружений, содержащемся в приложении № 29:

а) пункт 41 изложить в следующей редакции:

«41. Устранение дефектов механизмов фиксации оконных конструкций, смазка и регулировка фурнитуры и механизмов закрывания, навески дверей, окон, оконных решеток, ставней, рольставней, жалюзи, крышек люков, в том числе электроприводы.»;

б) пункт 46 изложить в следующей редакции:

«46. Устранение дефектов крепления оконных фрамуг и форточек в местах, не требующих установки лесов, с заменой разбитых стеклопакетов.».

102. Примечания к приложению № 34 признать утратившими силу.

103. Примечание к таблице приложения № 35 признать утратившим силу.

104. Приложение № 44 изложить в следующей редакции:

«Приложение № 44
к правилам организации технического
обслуживания и ремонта объектов
электроэнергетики, утвержденным
приказом Минэнерго России
от 25.10.2017 № 1013

(рекомендуемый образец)

Перспективный план ремонта основного оборудования ГЭС

УТВЕРЖДАЮ

должность технического руководителя

наименование субъекта электроэнергетики

подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 20__ г.

Перспективный план ремонта основного оборудования ГЭС на период с

_____ по _____ г.

(наименование обособленного подразделения субъекта электроэнергетики

агре- гата							вых ра- бот	питаль- ного ре- монта	на 01.01. планиру- емого года	таль- ными ре- монтами
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Всего по гидроэлектростанции										

».

107. Абзац шестнадцатый перечня организационно-технических мероприятий, включаемых в перспективные, годовые и текущие планы подготовки к ремонту основного оборудования ГЭС, содержащегося в приложении № 49, изложить в следующей редакции:

«паспорта оборудования организаций – изготовителей;».

108. Примечание 1 к таблице приложения № 53 признать утратившим силу.

109. Примечание к таблице приложения № 58 признать утратившим силу.

110. Примечание к таблице приложения № 69 признать утратившим силу.

111. В приложении № 76:

а) строку 13 таблицы изложить в следующей редакции:

«

10. Визуальный осмотр состояния опор, проводов грозозащитных тросов и контактных соединений	При осмотрах ВЛ
---	-----------------

»;

б) строку 22 таблицы изложить в следующей редакции:

«

19. Проверка наличия и состояния заземляющих проводников и их соединений с заземлителями на опорах ВЛ	При осмотрах ВЛ, после капитального ремонта или реконструкции заземляющего устройства
---	---

»;

в) строку 23 таблицы изложить в следующей редакции:

«

20. Измерение сопротивления заземляющих устройств:	
--	--

<p>На ВЛ 110 кВ и выше с грозозащитными тросами</p>	<p>При обнаружении следов перекрытий или разрушении изоляторов электрической дугой</p>
<p>На ВЛ 35 кВ и ниже у опор с разъединителями, защитными промежутками, трубчатыми и вентильными разрядниками и у опор с повторными заземлителями нулевых проводов У опор всех типов</p>	<p>Не реже одного раза в шесть лет</p> <p>После переустройства, ремонта заземляющих устройств</p>

».

112. В приложении № 78:

а) пункт «е» перечня работ, выполняемых при капитальном ремонте воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше, дополнить абзацем следующего содержания:

«ремонт металлических связей.»;

б) пункт «ж» перечня работ, выполняемых при капитальном ремонте воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше, дополнить абзацем следующего содержания:

«регулировка искровых промежутков.».

113. Таблицу приложения № 79 изложить в следующей редакции:

«

№ п/п	Наименование и диспетчерский номер ВЛ	Класс напряжения ВЛ, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность ВЛ (по цепям), км	Наименование сегмента воздушной ВЛ	Прогнозное значение ИТС сегмента ВЛ на год ремонта	Планируемый год проведения ремонта ВЛ				
							20__	20__	20__	20__	20__
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

».

114. Таблицу приложения № 80 изложить в следующей редакции:

«

№ п/п	Наименование и диспетчерский номер ВЛ	Наименование ремонтного сегмента ВЛ	ИТС ВЛ	ИТС сегмента ВЛ	Номер-клатура работ	Единица измерения работ	Январь		Февраль		Март		Апрель		Май		Июнь		Июль		Август		Сентябрь		Октябрь		Ноябрь		Декабрь		На год		
							план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	

».

115. Перечень работ типового капитального ремонта воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 – 20 кВ, содержащийся в приложении № 83 дополнить абзацем следующего содержания:

«установка и замена разрядников и ОПН с элементами соединения.».

116. Таблицу приложения № 89 изложить в следующей редакции:

«

Наименование подстанции	Высшее напряжение подстанции, кВ	Вид оборудования	Диспетчерское наименование	Тип оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального (среднего) ремонта	Прогнозное значение ИТС на год ремонта	Планируемый год вывода оборудования в ремонт				
								20__ г.	20__ г.	20__ г.	20__ г.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

».

117. Таблицу приложения № 90 изложить в следующей редакции:

«

Наименование подстанции	Высшее напряжение подстанции, кВ	Вид оборудования	Диспетчерское наименование	Тип оборудования	Вид ремонта (капитальный, средний)	Год последнего капитального (среднего) ремонта	ИТС	Планируемое время ремонта		Исполнитель
								Начало (дата)	Окончание (дата)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

».

118. Строку 3 графы «Контролируемые параметры технического состояния СДУТ*» таблицы приложения № 92 изложить в следующей редакции:

«Дальность связи в соответствии с проектной документацией или картой радиопокрытия».

119. В строке 3 таблицы приложения № 93:

а) абзац первый графы 2 изложить в следующей редакции:

«Отклонение диаметра свободного канала от требований нормативно-технической документации, проверка проходимости и отсутствия заиливания занятых каналов»;

б) абзац первый графы 5 изложить в следующей редакции:

«Не реже одного раза в три года».

120. В таблице 1 приложения № 94 :

а) строку

«	2. Диаметр канала, %	метод пробного цилиндра	меньше 92	92 – 99	92 – 99	100	»
---	----------------------	-------------------------	-----------	---------	---------	-----	---

изложить в следующей редакции:

«	2. Диаметр свободного канала, %	метод пробного цилиндра	меньше 92	92 – 99	92 – 99	100	»;
---	---------------------------------	-------------------------	-----------	---------	---------	-----	----

б) строку

«	46. Дальность связи, км	техническое обслуживание	Меньше 40	40	40 – 50	50	»
---	-------------------------	--------------------------	-----------	----	---------	----	---

изложить в следующей редакции:

«	46. Дальность связи, %	техническое обслуживание	Меньше 70 %	70 % – 80 %	80 % – 90 %	90 % – 100 %	».
---	------------------------	--------------------------	-------------	-------------	-------------	--------------	----