Приказ Министерства энергетики РФ от 14 апреля 2022 г. N 325 "О внесении изменений в приказы Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340 "Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления" и от 13 февраля 2019 г. N 102 "Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике"

В соответствии с подпунктом 4.2.14 пункта 4 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. N 400 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, N 22, ст. 2577), абзацем седьмым подпункта "б" пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. N 937 "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, N 34, ст. 5483) приказываю:

1. Утвердить изменения, которые вносятся в приказ Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340 "Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления" (зарегистрирован Минюстом России 6 сентября 2012 г., регистрационный N 25386) [1], согласно приложению N 1 к настоящему приказу.

2. Утвердить изменения, которые вносятся в приказ Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. N 102 "Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике" (зарегистрирован Минюстом России 3 июня 2019 г., регистрационный N 54824), согласно приложению N 2 к настоящему приказу.

Министр Н.Г. Шульгинов

---

[1] С изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 15 июня 2016 г. N 534 (зарегистрирован Минюстом России 30 августа 2016 г., регистрационный N 43493), от 26 декабря 2016 г. N 1404 (зарегистрирован Минюстом России 10 апреля 2017 г., регистрационный N 46311), от 20 декабря 2017 г. N 1194 (зарегистрирован Минюстом России 13 февраля 2018 г., регистрационный N 50023), от 8 февраля 2019 г. N 80 (зарегистрирован Минюстом России 6 марта 2019 г., регистрационный N 53968), от 16 августа 2019 г. N 865 (зарегистрирован Минюстом России 8 ноября 2019 г., регистрационный N 56457), от 29 декабря 2020 г. N 1206 (зарегистрирован Минюстом России 29 января 2021 г., регистрационный N 62280).

Зарегистрировано в Минюсте РФ 2 июня 2022 г.

Регистрационный N 68710

Приложение N 1
к приказу Минэнерго России
от 14.04.2022 г. N 325

Изменения, которые вносятся в приказ Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340 "Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления" 2

1. Абзац четвертый пункта 1 изложить в следующей редакции:

"формы предоставления информации субъектами электроэнергетики согласно приложениям N 3 - 94.".

2. В приложении N 1:

а) подпункты 1.1, 1.2 и 1.4 пункта 1 признать утратившими силу;

б) подпункты 1.8.1 - 1.8.6 пункта 1 изложить в следующей редакции:

"1.8.1. Авария на объекте электроэнергетики, приведшая к гибели людей.

1.8.2. Аварийное отключение или повреждение оборудования электростанций или электрических сетей, вызвавшее прекращение электроснабжения:

в городах федерального значения, а также в городах численностью населения 1 млн человек и более независимо от продолжительности прекращения электроснабжения и численности пострадавшего населения;

потребителей суммарной фактической мощностью 10 МВт и более независимо от продолжительности прекращения электроснабжения, в том числе действием противоаварийной или режимной автоматики;

населения суммарной численностью 20 тыс. человек и более независимо от продолжительности прекращения электроснабжения;

объектов, используемых для организации доврачебной помощи, скорой и неотложной амбулаторно-поликлинической, стационарной медицинской помощи,

объектов коммунальной инфраструктуры, относящихся к системам жизнеобеспечения, в том числе объектов водо-, тепло-, газо- и энергоснабжения, водоотведения, очистки сточных вод, обработки, утилизации, обезвреживания и захоронения твердых коммунальных отходов, продолжительностью 30 минут и более;

потребителей (в том числе в отношении отдельных используемых ими объектов), ограничение режима потребления электрической энергии которых может привести к экономическим, экологическим, социальным последствиям, относящихся к категориям, указанным в приложении к Правилам полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. N 442 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, N 23, ст. 3008; 2019, N 10, ст. 987) (далее - Правила полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии), продолжительностью 30 минут и более;

потребителей, находящихся в зоне чрезвычайной ситуации, независимо от численности пострадавшего населения, независимо от суммарной мощности отключенных энергопринимающих устройств потребителей и независимо от продолжительности прекращения электроснабжения;

потребителей продолжительностью 24 часа и более независимо от численности пострадавшего населения.

1.8.3. Массовые отключения объектов электросетевого хозяйства на территории одного субъекта Российской Федерации, вызванные неблагоприятными, опасными метеорологическими (природными) явлениями или явлениями техногенного характера, приведшие:

к отключениям линий электропередачи напряжением 6 - 35 кВ в количестве 10 штук и более, произошедшим в течение 8 часов при одновременном нахождении в отключенном состоянии 10 и более линий электропередачи в течение 30 мин и более;

к отключениям линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше в количестве 5 штук и более, произошедшим в течение 6 часов при одновременном нахождении в отключенном состоянии 5 и более линий электропередачи в течение 30 мин и более.

1.8.4. Объявление режима с высокими рисками нарушения электроснабжения или применение графиков временного отключения потребления на величину 20 МВт и более:

в городах численностью населения 1 млн человек и более;

в субъекте Российской Федерации.

1.8.5. Аварийное отключение или повреждение оборудования тепловых электростанций или электрических сетей в отопительный сезон, приводящее:

к снижению температуры теплоносителя в тепловых сетях более чем на 25% от значений температурных графиков, утвержденных схемами теплоснабжения, в

городах федерального значения и в поселениях, городских округах с численностью населения 500 тыс. человек и более независимо от продолжительности прекращения электроснабжения и численности пострадавшего населения;

к снижению температуры теплоносителя в тепловых сетях более чем на 25% от значений температурных графиков, утвержденных схемами теплоснабжения, при суммарной численности пострадавшего населения 10 тыс. человек и более на территории субъекта Российской Федерации независимо от продолжительности при отрицательных среднесуточных температурах наружного воздуха;

к прекращению теплоснабжения населения в городах федерального значения, а также городах с численностью населения 1 млн человек и более независимо от продолжительности прекращения электроснабжения и численности пострадавшего населения;

к снижению отпуска тепловой энергии на 50% и более населению суммарной численностью 5 тыс. человек и более:

на 12 часов и более при отрицательных среднесуточных температурах наружного воздуха;

на 24 часа и более при положительных среднесуточных температурах наружного воздуха;

к прекращению теплоснабжения населения суммарной численностью 5 тыс. человек и более:

на 4 часа и более при отрицательных среднесуточных температурах наружного воздуха;

на 12 часов и более при положительных среднесуточных температурах наружного воздуха.

1.8.6. Обрушение (повреждение) несущих элементов технологических зданий, сооружений объекта электроэнергетики, а также иных зданий и сооружений, не относящихся к технологическим зданиям и сооружениям объекта электроэнергетики, приводящее к отключению оборудования, угрозе отключения или невозможности его включения в работу из резерва, после ремонта, консервации.";

в) подпункты 1.10-1.10.6 пункта 1 изложить в следующей редакции:

"1.10. Оперативная информация о прекращении электроснабжения потребителей, нарушении функционирования и изменении режима работы объекта электроэнергетики.

1.10.1. Прекращение электроснабжения промышленных объектов, на которых используют, производят, перерабатывают, хранят или транспортируют радиоактивные вещества, пожаро- и взрывоопасные вещества, опасные химические вещества, опасные биологические вещества, создающее реальную угрозу возникновения чрезвычайной ситуации.

1.10.2. Полный сброс электрической или тепловой нагрузки, в том числе невозможность обеспечения собственных нужд, электростанцией (включая атомные электростанции) установленной мощностью 25 МВт и более.

1.10.3. Внеплановое ограничение выдачи мощности электростанцией на величину 100 МВт и более, в том числе из-за аварийного отключения линий электропередачи или оборудования электрических сетей.

1.10.4. Аварийное отключение или повреждение:

электротехнического оборудования электростанции напряжением 220 кВ и выше;

кабельных линий электропередачи (кабельных участков кабельно-воздушных линий электропередачи) напряжением 110 кВ и выше, оборудования электрических сетей, воздушных линий электропередачи, оборудования подстанций напряжением 220 кВ и выше;

линий электропередачи и (или) оборудования подстанций 110 кВ и выше, обеспечивающих межгосударственную передачу электрической энергии (мощности).

1.10.5. Повреждение энергетического котла паропроизводительностью 100 тонн в час и более или водогрейного котла производительностью 50 гигакалорий в час и более с разрушением, изменением формы или геометрических размеров котла или смещением блоков (элементов) котла или металлического каркаса.

1.10.6. Повреждение:

турбины номинальной мощностью 10 МВт и более с разрушением проточной части турбины, изменением формы и геометрических размеров или смещением корпуса турбины на фундаменте;

генератора установленной мощностью 10 МВт и более с разрушением его статора, ротора, изоляции обмоток статора, изоляции обмоток ротора;

силового трансформатора (автотрансформатора) мощностью 10 МВА и более с разрушением, изменением формы и геометрических размеров или смещением его корпуса.";

г) подпункт 1.11 пункта 1 изложить в следующей редакции:

"1.11. Оперативная информация о падении, повреждении опор (линейных порталов) воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше, аварийное отключение воздушной линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше, межгосударственной воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше, повреждение кабельной линии электропередачи (кабельного участка кабельно-воздушной линии электропередачи) напряжением 110 кВ и выше.";

д) подпункт 1.12 пункта 1 признать утратившим силу;

е) подпункт 1.14.1 пункта 1 изложить в следующей редакции:

"1.14.1. Пожар (загорание), в том числе на объекте электроэнергетики и (или) в охранной зоне, приведший к аварийному отключению и (или) повреждению, угрозе аварийного отключения и (или) повреждения электротехнического оборудования электростанции, оборудования электрических сетей, подстанций и линий электропередачи напряжением 6 кВ и выше.";

ж) пункт 1 дополнить подпунктом 1.14.4 следующего содержания:

"1.14.4. Затопление (подтопление), приведшее к аварийному отключению и (или) повреждению, угрозе аварийного отключения и (или) повреждения электротехнического оборудования электростанции, оборудования электрических сетей, подстанций и линий электропередачи напряжением 6 кВ и выше.";

з) подпункт 1.18 пункта 1 изложить в следующей редакции:

"1.18. Сведения о длительно (более 45 суток) выведенных из работы из-за неисправности средств диспетчерского технологического управления, относящихся к объектам диспетчеризации, обеспечивающих функционирование локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости, централизованных систем противоаварийной и режимной автоматики и устройств релейной защиты, сетевой, противоаварийной или режимной автоматики, отнесенных к объектам диспетчеризации.";

и) подпункт 1.19 пункта 1 изложить в следующей редакции:

"1.19. Сведения о невыполнении субъектами электроэнергетики заданий субъекта оперативно-диспетчерского управления по настройке параметров работы устройств релейной защиты, сетевой, противоаварийной или режимной автоматики, по настройке срабатывания и объемам подключения потребителей к автоматике частотной разгрузки.";

к) подпункт 1.22 пункта 1 изложить в следующей редакции:

"1.22. Сведения о наличии у субъектов электроэнергетики графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности):

сведения о наличии у субъектов электроэнергетики, являющихся первичными получателями команд об аварийных ограничениях, разработанных и утвержденных в установленном Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии порядке графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии, графиков аварийного ограничения режима потребления электрической мощности или графиков временного отключения потребления;

сведения о наличии у субъектов электроэнергетики, являющихся вторичными получателями команд об аварийных ограничениях, разработанных и утвержденных в установленном Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии порядке графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии, графиков аварийного ограничения режима потребления электрической мощности или графиков временного отключения потребления.";

л) подпункт 1.23 пункта 1 изложить в следующей редакции:

"1.23. Сведения о длительном (более 45 суток) аварийном ремонте основного технологического оборудования, приводящем к снижению рабочей мощности объекта электроэнергетики на величину 50 МВт и более, или длительном (более 45 суток) аварийном ремонте основного технологического оборудования, отнесенного к объектам диспетчеризации.";

м) пункт 1 дополнить подпунктом 1.27 следующего содержания:

"1.27. Сведения об использовании субъектами электроэнергетики автоматизированной системы мониторинга и анализа функционирования устройств релейной защиты и автоматики, для которых расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования либо их согласование осуществляются диспетчерскими центрами.";

н) пункт 2 дополнить подпунктами 2.12 и 2.13 в следующей редакции:

"2.12. Сведения о критичности тепловых электрических станций и уровне надежности систем топливоснабжения.

2.13. Сведения о минимально допустимой активной мощности тепловых электростанций и количестве снижений запасов топлива ниже установленных нормативов.";

о) наименование пункта 7 изложить в следующей редакции:

"7. Мониторинг риска нарушения работы субъектов электроэнергетики.";

п) подпункты 7.1 - 7.2, 7.6 - 7.10, 7.16 - 7.20 и 7.22 - 7.32 пункта 7 признать утратившими силу;

р) подпункт 7.34 пункта 7 изложить в следующей редакции:

"7.34. Сведения о длительно (более 45 суток) выведенных из работы из-за неисправности средств диспетчерского и технологического управления, относящихся к объектам диспетчеризации и обеспечивающих функционирование централизованных систем противоаварийной и режимной автоматики, и программно-аппаратных комплексов централизованных (центральной координирующей) систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности.";

с) в подпункте 7.35 пункта 7 слова "операторов связи" заменить словами "сетей связи";

т) пункт 7 дополнить подпунктами 7.40 - 7.44 в следующей редакции:

"7.40. Сведения о плановых объемах среднемесячной располагаемой мощности тепловых и атомных электрических станций.

7.41. Сводная аналитическая информация об изменении индексов готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон и специализированных индикаторов, используемых при оценке готовности к работе в отопительный сезон (далее - специализированные индикаторы).

7.42. Результаты предварительного расчета специализированных индикаторов.

7.43. Результаты предварительного расчета индексов готовности к работе в отопительный сезон (далее - индексы готовности) объектов, в отношении которых проводятся определение и оценка показателей, условий готовности к работе в отопительный сезон.

7.44. Результаты предварительного расчета индексов готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон.";

у) пункт 8 дополнить подпунктами 8.3 - 8.5 следующего содержания:

"8.3. Результаты предварительного расчета индексов технического состояния единиц оборудования (групп оборудования) или объектов электроэнергетики и динамика их изменения.

8.4. Информация о результатах мониторинга планирования и выполнения ремонтов линий электропередачи и основного оборудования, выполнения технического перевооружения и ремонтов объектов электроэнергетики.

8.5. Информация о результатах спутникового мониторинга технического состояния воздушных линий электропередачи в отношении относящихся к объектам диспетчеризации:

воздушных линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше с количеством аварийных отключений 3 и более за 3 месяца, предшествующих отчетному кварталу;

воздушных линий электропередачи классом напряжения 220 кВ и выше, годовой график капитального ремонта которых предусматривает работы по вырубке деревьев или расширению просек площадью 30 гектар и более.";

ф) подпункт 9.1 пункта 9 изложить в следующей редакции:

"9.1. Годовой план ремонта объектов электроэнергетики.";

х) подпункт 9.3 пункта 9 признать утратившим силу.

3. В приложении N 2:

а) в пункте 1:

абзац второй изложить в следующей редакции:

"по пункту 1.27, разделам 2 (кроме пунктов 2.1 - 2.10, 2.12 - 2.13) и 6, пункту 9.4 в Минэнерго России в электронном виде по адресу электронной почты Минэнерго России, указанному на официальном сайте Минэнерго России в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет", с использованием электронной подписи в соответствии с требованиями Федерального закона от 6 апреля 2011 г. N 63-ФЗ "Об электронной подписи" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, N 15, ст. 2036; 2021, N 27, ст. 5187), а также посредством почтового отправления по адресу Минэнерго России на электронном носителе с сопроводительным письмом;";

абзац четвертый изложить в следующей редакции:

"по разделу 1 (кроме пунктов 1.6, 1.15 - 1.27) в ФГБУ "САЦ Минэнерго России" посредством программно-аппаратного комплекса в предусмотренных настоящим порядком формах и форматах передачи данных или посредством иного программного обеспечения, используемого субъектом электроэнергетики, интегрированного с программно-аппаратным комплексом ФГБУ "САЦ Минэнерго России", при этом:";

абзацы седьмой - одиннадцатый признать утратившими силу;

дополнить абзацами следующего содержания:

"информация, полученная ФГБУ "САЦ Минэнерго России" по пунктам 1.8, 1.10, 1.11 не позднее 15 числа месяца, следующего за отчетным, передается ФГБУ "САЦ Минэнерго России" системному оператору с соблюдением требований к объему, периодичности и форме представления информации, установленных настоящим порядком для субъектов электроэнергетики.

Установить, что информация, обязанность представления которой по пунктам 1.6, 1.22, 1.27, 2.12, 8.1, 8.2, 9.1, 9.2, 9.4 и 9.5 возложена на субъектов электроэнергетики, представляется системному оператору посредством специализированного программно-аппаратного комплекса, используемого системным оператором для сбора и обработки такой информации, в предусмотренных настоящим порядком формах и форматах передачи данных.

В случае, если информация, предусмотренная пунктами 8.1 и 8.2, представляется системному оператору посредством автоматизированной передачи данных, формат такого информационного обмена должен соответствовать требованиям национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.1-2019 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Основные положения", утвержденного и введенного в действие приказом Госстандарта от 12 ноября 2019 г. N 1103-ст (М., "Стандартинформ", 2019).

Установить, что:

информация, обязанность представления которой по пунктам 1.6, 1.15 - 1.27, 2.13, 6.2, 6.4, 7.33 - 7.40, 9.1, 9.2 и 9.4 возложена на субъектов оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, представляется такими субъектами системному оператору посредством специализированного программно-аппаратного комплекса, используемого системным оператором для сбора и обработки указанной информации, в предусмотренных настоящим порядком формах и форматах передачи данных;

информация, обязанность представления которой по пунктам 1.6, 1.15 - 1.27, 2.13, 6.2, 7.33 - 7.40, 7.42 - 7.44, 8.3, 9.1, 9.2 и 9.4 возложена на системного оператора, а также информация, полученная системным оператором в соответствии с абзацами тринадцатым и шестнадцатым настоящего пункта, представляется системным оператором в Минэнерго России в электронном виде посредством предоставления уполномоченным должностным лицам Минэнерго России доступа к соответствующим разделам специализированного программно-аппаратного комплекса, используемого системным оператором для сбора и обработки такой информации, с соблюдением требований к объему, периодичности и форме представления информации, установленных настоящим порядком;

информация по пункту 7.41 раздела 7 и пунктам 8.4, 8.5 раздела 8 представляется в Минэнерго России в электронном виде по адресу электронной почты, указанному на официальном сайте Минэнерго России в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет".

Установить, что информация не представляется в части объектов по производству электрической энергии, функционирующих на основе использования энергии ветра и (или) солнца:

по пунктам 1.7 и 1.13 раздела 1;

по пунктам 2.1, 2.2, 2.5 и 2.10 раздела 2;

по пунктам 4.2 и 4.6 раздела 4.".

б) в пункте 2:

в разделе 1 таблицы:

строки 1.1, 1.2 и 1.4 признать утратившими силу;

в строке 1.6 в графе 6 цифру "25" заменить цифрой "15";

в строке 1.7 в графе 6 слова "на IV квартал текущего года; до 10 сентября текущего года;" заменить словами "на IV квартал текущего года; до 1 сентября текущего года;";

в строке 1.8 в графе 4 слова "- при получении ими информации, а также по пункту 1.8.4" заменить словами "- в пределах информации, полученной ими в соответствии с Порядком передачи оперативной информации об авариях в электроэнергетике, утвержденным приказом Минэнерго России от 2 марта 2010 г. N 91 [3] (далее - Порядок передачи оперативной информации об авариях в электроэнергетике), а также по пункту 1.8.4";

в строках 1.10, 1.13 и 1.14 в графе 4 слова "- при получении ими информации" заменить словами "- в пределах информации, полученной ими в соответствии с Порядком передачи оперативной информации об авариях в электроэнергетике";

в строке 1.11 графу 2 изложить в следующей редакции:

"Оперативная информация о падении, повреждении опор (линейных порталов) воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше";

строку 1.12 признать утратившей силу;

в строке 1.18:

графу 2 изложить в следующей редакции:

"Сведения о длительно (более 45 суток) выведенных из работы из-за неисправности средств диспетчерского и технологического управления, относящихся к объектам диспетчеризации, обеспечивающих функционирование локальных автоматик предотвращения нарушения устойчивости, централизованных систем противоаварийной и режимной автоматики, и устройств релейной защиты, сетевой, противоаварийной или режимной автоматики, отнесенных к объектам диспетчеризации";

графу 6 изложить в следующей редакции:

"до 25 числа текущего месяца (по состоянию на 00 часов 00 минут 24 числа текущего месяца)";

в строке 1.19:

графу 2 изложить в следующей редакции:

"Сведения о невыполнении субъектами электроэнергетики заданий субъекта оперативно-диспетчерского управления по настройке параметров работы устройств релейной защиты, сетевой, противоаварийной или режимной автоматики, по настройке срабатывания и объемам подключения потребителей к автоматике частотной разгрузки";

графу 6 изложить в следующей редакции:

"до 10 числа месяца, следующего за отчетным периодом (в части настройки параметров работы устройств релейной защиты, сетевой, противоаварийной или режимной автоматики);

до 15 октября отчетного периода по состоянию на 1 октября отчетного периода (в части настройки срабатывания автоматики частотной разгрузки и объемов подключения потребителей к автоматике частотной разгрузки)";

строку 1.22 изложить с следующей редакции:

"

1.22.	Сведения о наличии у субъектов электроэнергетики графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности):сведения о наличии у субъектов электроэнергети ки, являющихся первичными получателями команд об аварийных ограничениях, разработанных и утвержденных в установленном Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии порядке графиков аварий ного ограничения режима потреб ления электрической энергии, графиков аварийного ограничения режима потребления электрической мощности или графиков временного отключения потребления;	без утвержденной формы предоставления информации	системный оператор и иные субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (в отношении субъектов электроэнергетики, владеющих на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства высшим классом номинального напряжения 110 кВ и выше и являющихся первичными получателями команд об аварийных ограничениях) - в части сведений о наличии у субъектов электроэнергетики, являющихся первичными получателями команд об аварийных ограничениях, разработанных и утвержденных графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии, графиков аварийного ограничения режима потребления электрической мощности или графиков временного отключения потребления;	ежегодная	до 15 октября отчетного периода
	сведения о наличии у субъектов электроэнергетики, являющихся вторичными получателями команд об аварийных ограничениях, разработанных и утвержденных в установленном Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии порядке графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии, графиков аварийного ограничения режима потребления электрической мощности или графиков временного отключения потребления		субъекты электроэнергетики, владеющие на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства, являющиеся первичными получателями команд об аварийных ограничениях (в отношении субъектов электроэнергетики, владеющих на праве собственности или ином законном основании объектами по производству электрической энергии суммарной установленной мощностью 25 МВт и более, в том числе объектами по производству электрической энергии, функционирующими в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, или объектами электросетевого хозяйства высшим классом номинального напряжения 110 кВ и выше, и являющихся вторичными получателями команд об аварийных ограничениях) - в части сведений о наличии у субъектов электроэнергетики, являющихся вторичными получателями команд об аварийных ограничениях, разработанных и утвержденных графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии, графиков аварийного ограничения режима потребления электрической мощности или графиков временного отключения потребления		

";

в строке 1.23:

графу 2 изложить в следующей редакции:

"Сведения о длительном (более 45 суток) аварийном ремонте основного технологического оборудования, приводящем к снижению рабочей мощности объекта электроэнергетики на величину 50 МВт и более, или длительном (более 45 суток) аварийном ремонте основного технологического оборудования, отнесенного к объектам диспетчеризации";

графу 6 изложить в следующей редакции:

"до 25 числа текущего месяца (по состоянию на 00 часов 00 минут 24 числа текущего месяца)";

дополнить строкой 1.27 следующего содержания:

"

1.27.	Сведения об использовании субъектами электроэнергетики автоматизированной системы мониторинга и анализа функционирования устройств релейной защиты и автоматики, для которых расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования либо их согласование осуществляются диспетчерскими центрами	приложение N 9.4 к настоящему приказу	системный оператор и субъекты электроэнергетики, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике в пределах технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем (в отношении субъектов электроэнергетики, владеющих на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства, в отношении комплексов и устройств релейной защиты и автоматики которых расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования либо их согласование осуществляются диспетчерскими центрами)	1 раз в полгода	до 20 июля отчетного года и до 20 января года, следующего за отчетным периодом

;

дополнить строками 2.12 и 2.13 следующего содержания:

"

2.12.	Сведения о критичности тепловых электрических станций и уровне надежности систем топливоснабжения	приложение N 93	субъекты электроэнергетики, владеющие на праве собственности или ином законном основании тепловыми электростанциями, вырабатывающими электрическую энергию вне зависимости от величины генерирующей мощности; тепловыми электростанциями, вырабатывающими электрическую и тепловую энергию в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью 25 МВт и более	ежегодная	до 15 июля года, предшествующего году, на который утверждаются нормативы запасов топлива
2.13.	Сведения о минимально допустимой активной мощности тепловых электростанций и количестве снижений запасов топлива ниже установленных нормативов	приложение N 94	системный оператор и субъекты электроэнергетики, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике в пределах технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем	ежегодная	до 15 июля года, следующего за отчетным

";

наименование раздела 7 таблицы изложить в следующей редакции:

"7. Мониторинг риска нарушения работы субъектов электроэнергетики.";

строки 7.1 - 7.2, 7.6 - 7.10, 7.16 - 7.20 и 7.22 - 7.32 признать утратившими силу;

в строке 7.34:

графу 2 изложить в следующей редакции:

"Сведения о длительно (более 45 суток) выведенных из работы из-за неисправности средств диспетчерского и технологического управления, относящихся к объектам диспетчеризации, обеспечивающих функционирование централизованных систем противоаварийной и режимной автоматики, и программно-аппаратных комплексов централизованных (центральной координирующей) систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности";

графу 6 изложить в следующей редакции:

"до 25 числа текущего месяца (по состоянию на 00 часов 00 минут 24 числа текущего месяца)";

в строке 7.35 в графе 2 слова "операторов связи" заменить словами "сетей связи";

дополнить строками 7.40 - 7.44 следующего содержания:

"

7.40.	Сведения о плановых объемах среднемесячной располагаемой мощности тепловых и атомных электрических станций	без утвержденной формы предоставления информации	системный оператор и субъекты электроэнергетики, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике в пределах технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем	ежемесячная	до 25 числа месяца, предшествующего отчетному периоду
7.41.	Сводная аналитическая информация об изменении индексов готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон и специализированных индикаторов	без утвержденной формы предоставления информации	системный оператор	ежемесячная	до 27 числа месяца, следующего за отчетным периодом
7.42.	Результаты предварительного расчета специализированных индикаторов	без утвержденной формы предоставления информации	системный оператор	ежемесячная	до 27 числа месяца, следующего за отчетным периодом
7.43.	Результаты предварительного расчета индексов готовности объектов, в отношении которых проводятся определение и оценка показателей, условий готовности к работе в отопительный сезон	без утвержденной формы предоставления информации	системный оператор	ежемесячная	до 27 числа месяца, следующего за отчетным периодом
7.44.	Результаты предварительного расчета индексов готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон	без утвержденной формы предоставления информации	системный оператор	ежемесячная	до 27 числа месяца, следующего за отчетным периодом

";

строки 8.1 - 8.5 изложить в следующей редакции:

"

8.1.	Технические характеристики и показатели работы генерирующего оборудования	приложение N 73 к настоящему приказу	субъекты электроэнергетики, владеющие на праве собственности или ином законном основании объектами по производству электрической энергии, установленная генерирующая мощность которых в совокупности равна или превышает 5 МВт (с детализацией по отдельным объектам электроэнергетики, установленная генерирующая мощность каждого из которых равна или превышает 5 МВт)	ежегодная,ежемесячная,периодическая	до 15 февраля года, следующего за отчетным периодом (разделы 1, 2, 4 - 9, 12 и 14);до 1 октября отчетного периода (разделы 1 и 10); до 1 апреля отчетного периода (разделы 1 и 11); до 15 числа месяца, следующего за отчетным периодом (раздел 1 и графы 1, 2 и 51 раздела 2); до 20 числа месяца, следующего за месяцем, в котором выполнено мероприятие (разделы 1, 3 и 13);перед осуществлением технического воздействия, но не позднее последнего числа месяца, в котором закончено воздействие, и до последнего числа месяца, следующего за месяцем завершения такого технического воздействия, либо за месяцем завершения периода подконтрольной эксплуатации в случае ее проведения (разделы 1, 4 и 14) (при этом первое предоставление данных осуществляется по всему оборудованию, находящемуся в эксплуатации, в течение двух месяцев после ввода в эксплуатацию) (разделы 1 - 14)
8.2.	Технические характеристики и показатели работы объектов электросетевого хозяйства	приложение N 74 к настоящему приказу	субъекты электроэнергетики, владеющие на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства высшим классом номинального напряжения 35 кВ и выше (с детализацией по подстанциям)	ежегодная,периодическая	до 15 февраля года, следующего за отчетным периодом (разделы 1, 2, 4, 5 и 7);до 20 числа месяца, следующего за месяцем, в котором выполнено мероприятие (разделы 1, 3 и 6);перед осуществлением технического воздействия, но не позднее последнего числа месяца, в котором закончено воздействие, и до последнего числа месяца, следующего за месяцем завершения такого технического воздействия (разделы 1, 4 и 7)(при этом первое предоставление данных осуществляется по всему оборудованию, находящемуся в эксплуатации, в течение двух месяцев после ввода в эксплуатацию) (разделы 1 - 7)
8.3.	Результаты предварительного расчета индексов технического состояния единиц оборудования (групп оборудования) или объектов электроэнергетики и динамика их изменения	без утвержденной формы предоставления информации	системный оператор	ежемесячная	до 20 числа месяца, следующего за отчетным периодом
8.4.	Информация о результатах мониторинга планирования и выполнения ремонтов линий электропередачи и основного оборудования, выполнения технического перевооружения и ремонтов объектов электроэнергетики	без утвержденной формы предоставления информации	системный оператор	ежемесячная	до 20 числа месяца, следующего за отчетным периодом
8.5.	Информация о результатах спутникового мониторинга технического состояния воздушных линий электропередачи в отношении относящихся к объектам диспетчеризации: воздушных линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше с количеством аварийных отключений 3 и более за 3 месяца, предшествующих отчетному кварталу; воздушных линий электропередачи классом напряжения 220 кВ и выше, годовой график капитального ремонта которых предусматривает работы по вырубке деревьев или расширению просек площадью 30 гектар и более	без утвержденной формы предоставления информации	системный оператор	ежеквартально	в отношении воздушных линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше с количеством аварийных отключений 3 и более за 3 месяца, предшествующих отчетному кварталу, - до 20 числа месяца, следующего за отчетным кварталом; в отношении воздушных линий электропередачи классом напряжения 220 кВ и выше, годовой график капитального ремонта которых предусматривает работы по вырубке деревьев или расширению просек площадью 30 гектар и более, - до 20 числа четвертого месяца, следующего за отчетным кварталом, в части работ по вырубке деревьев или расширению просек, которые проводились в отчетном квартале и в течение 3 месяцев, предшествующих ему

";

строки 9.1 и 9.2 изложить в следующей редакции:

"

9.1.	Годовой план ремонта объектов электроэнергетики	приложение N 75 к настоящему приказу (разделы 1 - 2)	субъекты электроэнергетики, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии, установленная генерирующая мощность которых в совокупности равна или превышает 5 МВт (с детализацией по отдельным объектам электроэнергетики, установленная генерирующая мощность каждого из которых равна или превышает 5 МВт)	ежегодная	до 20 января планируемого периода
		приложение N 75 к настоящему приказу (разделы 1, 3 - 5)	субъекты электроэнергетики, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами электросетевого хозяйства высшим классом номинального напряжения 110 кВ и выше (с детализацией по подстанциям и линиям электропередачи)		
		приложение N 75 к настоящему приказу (разделы 1 и 6)	системный оператор (с детализацией по диспетчерским центрам), иные субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике		
9.2.	Сведения о выполнении годового плана ремонта объектов электроэнергетики	приложение N 76 к настоящему приказу (разделы 1 - 5)	субъекты электроэнергетики, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии, установленная генерирующая мощность которых в совокупности равна или превышает 5 МВт (с детализацией по отдельным объектам электроэнергетики, установленная генерирующая мощность каждого из которых равна или превышает 5 МВт)	ежемесячная,ежеквартальная	до 3 числа месяца, следующего за отчетным месяцем (разделы 1, 2, 4, 6, 8, 10, 12 и 14) ;до 10 числа месяца,следующего за отчетным кварталом (раздел 16); до 25 числа месяца,следующего за отчетным кварталом (разделы 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13 и 15)
		приложение N 76 к настоящему приказу (разделы 1, 6 - 15)	субъекты электроэнергетики, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами электросетевого хозяйства высшим классом номинального напряжения 110 кВ и выше (с детализацией по подстанциям и линиям электропередачи)		
		приложение N 76 к настоящему приказу (разделы 1 и 16)	системный оператор (с детализацией по диспетчерским центрам);иные субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике		

";

строку 9.3 признать утратившей силу;

строки 9.4 и 9.5 изложить в следующей редакции:

"

9.4.	Сведения о составе, функционировании и обслуживании средств автоматизированной системы управления технологическим процессом и автоматизированной системы технологического управления	приложение N 78 к настоящему приказу (разделы 1 и 2)	субъекты электроэнергетики, владеющие на праве собственности или ином законном основании объектами электроэнергетики, установленная генерирующая мощность которых в совокупности равна или превышает 5 МВт	ежемесячная	до 10 числа месяца, следующего за отчетным периодом
		приложение N 78 к настоящему приказу (раздел 3)	субъекты электроэнергетики, владеющие на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства высшим классом номинального напряжения 35 кВ и выше (с детализацией по подстанциям)	1 раз в полгода	до 20 июля отчетного года и до 20 января года, следующего за отчетным периодом
9.5.	Сведения о выполнении программы технического перевооружения и реконструкции субъектами электроэнергетики	приложение N 79 к настоящему приказу (разделы 1-4)	субъекты электроэнергетики, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии, установленная генерирующая мощность которых в совокупности равна или превышает 25 МВт (с детализацией по отдельным объектам электроэнергетики, установленная генерирующая мощность каждого из которых равна или превышает 25 МВт), субъекты электроэнергетики, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами электросетевого хозяйства высшим классом номинального напряжения 110 кВ и выше	ежегодная,ежеквартальная	до 31 июля года, предшествующего плановому периоду (разделы 1 и 2);до 1 марта отчетного года (разделы 1 и 3);не позднее 45 дней после отчетного квартала (разделы 1 и 4)

";

в) дополнить пунктом 3 следующего содержания:

"3. В пункте 2 настоящего порядка:

а) информация, указанная в строке 7.40 раздела 7 таблицы, представляется в отношении:

электрических станций, с использованием которых осуществляется участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности, с учетом величин базовых ограничений установленной мощности таких электрических станций, зарегистрированных системным оператором в отчетном месяце в порядке, установленном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка;

электрических станций, с использованием которых осуществляется деятельность по производству электрической энергии (мощности) на розничных рынках электрической энергии, - в соответствии с величинами располагаемой мощности электрических станций, для которых объемы производства электрической энергии (мощности) отражаются отдельной строкой при формировании сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации в году, на который приходится отчетный месяц;

б) информация, указанная в строке 7.41 раздела 7 таблицы, должна включать в себя следующие сведения с детализацией по субъектам электроэнергетики и объектам, в отношении которых проводятся определение и оценка показателей, условий готовности к работе в отопительный сезон (далее - объекты оценки готовности), нарастающим итогом в течение года:

динамика изменения индексов готовности объектов оценки готовности, рассчитанных в соответствии с методикой проведения оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон, утвержденной приказом Минэнерго России от 27 декабря 2017 г. N 1233 [4] (далее - методика оценки готовности);

динамика изменения индексов готовности субъектов электроэнергетики, рассчитанных в соответствии с методикой оценки готовности;

перечень не выполненных и выполненных частично показателей готовности;

динамика количества специализированных индикаторов, определяемых в соответствии с методикой оценки готовности, с распределением количества случаев достижения установленной величины специализированных индикаторов по группам условий готовности;

в) информация, указанная в строках 7.42, 7.43 и 7.44 раздела 7 таблицы, должна представляться с детализацией по объектам оценки готовности и субъектам электроэнергетики;

г) до 1 июля 2022 г. представление субъектами электроэнергетики, определенными строками 8.1 и 8.2 раздела 8 таблицы, информации о технических характеристиках и показателях работы генерирующего оборудования и объектов электросетевого хозяйства осуществляется в полном объеме.

Начиная с 1 июля 2022 г. информация в графах таблиц приложений N 73 и N 74 к настоящему приказу, обозначенных знаком <*>, субъектами электроэнергетики, определенными строками 8.1 и 8.2 раздела 8 таблицы, не представляется в случае, если ранее такая информация была представлена ими субъекту оперативно-

диспетчерского управления в электроэнергетике в электронном виде в формате, определенном национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 58651.1-2019 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Основные положения", утвержденным и введенным в действие приказом Госстандарта от 12 ноября 2019 г. N 1103-ст (М., "Стандартинформ", 2019), в соответствии с Правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. N 102 [5] (далее - Правила представления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления). Субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике обеспечивает представление Минэнерго России или уполномоченному им лицу, определенному в соответствии с пунктом 1 настоящего порядка, указанной информации в соответствии с Правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления, и соглашением об информационном взаимодействии между субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и Минэнерго России или уполномоченным им лицом;

д) информация, указанная в строке 8.3 раздела 8 таблицы, должна включать в себя в том числе следующие сведения с детализацией по субъектам электроэнергетики и объектам электроэнергетики:

диспетчерское наименование объекта электроэнергетики (станционный номер);

значение индекса технического состояния, рассчитанного за последние 11 месяцев;

информация о выполнении ремонтов текущего года и дате последнего проведенного технического обслуживания.

Информация должна представляться по основному технологическому оборудованию объектов электроэнергетики, в отношении которого 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. N 676 [6] (далее - методика оценки технического состояния), производится оценка технического состояния;

е) информация, указанная в строке 8.4 раздела 8 таблицы, представляется в отношении генерирующего оборудования установленной генерирующей мощностью 25 МВт и более, линий электропередачи и электротехнического оборудования классом напряжения 110 кВ и выше, относящихся в соответствии с методикой оценки технического состояния к основному технологическому оборудованию объектов электроэнергетики;

ж) в формах предоставления информации субъектами электроэнергетики, утвержденных настоящим приказом, используются наименования и обозначения единиц величин, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 31 октября 2009 г. N 879 "Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, N 45, ст. 5352; 2022, N 12, ст. 1824).".

4. Приложения N 3, 4 и 6 признать утратившими силу.

5. В приложении N 8:

а) таблицу раздела 4 после графы 3 дополнить графой 3^1 "Класс напряжения";

б) примечания к таблице раздела 4 дополнить пунктом 2^1 следующего содержания:

"2^1. В графе 3^1 указывается класс напряжения электротехнического оборудования и (или) его запасных частей.";

в) таблицу раздела 5 дополнить графой 8^1 "Дата последнего опробования РИСЭ".

6. В приложении N 9 в графе "Сроки представления:" слова "до 10 сентября текущего года;" заменить словами "до 1 сентября текущего года;".

7. В приложении N 9.2:

а) пункт 2 примечаний к таблице 2 раздела 2 изложить в следующей редакции:

"2. Графа 4 в таблицах 1 и 2 заполняется на основании диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации. Техническое обслуживание считается невыполненным при отклонении от годового графика технического обслуживания на три месяца и более.";

б) примечания к таблице 2 раздела 3 дополнить пунктом 4 следующего содержания:

"4. В сведениях не учитываются устройства релейной защиты и автоматики, в отношении которых в годовом графике технического обслуживания запланирован и проведен вид технического обслуживания "Опробование".".

8. Приложение N 9.4 изложить в редакции согласно приложению N 1 к настоящим изменениям.

9. Приложения N 48, 49, 53 - 57, 63 - 67 и 71 - 72 признать утратившими силу.

10. В приложении N 73:

а) таблицу "Технические характеристики и показатели работы генерирующего оборудования" изложить в следующей редакции:

"

Представляют:	Сроки представления:	Периодичность предоставления:
субъекты электроэнергетики, определенные строкой 8.1 раздела 8 таблицы, предусмотренной пунктом 2 приложения N 2 к приказу Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340	до 15 февраля года, следующего за отчетным периодом (разделы 1, 2, 4 - 9, 12 и 14)	ежегодная
	до 1 октября отчетного периода (разделы 1 и 10)	ежегодная
	до 1 апреля отчетного периода (разделы 1 и 11)	ежегодная
	до 15 числа месяца, следующего за отчетным периодом (раздел 1 и графы 1, 2 и 51 раздела 2)	ежемесячная
	до 20 числа месяца, следующего за месяцем, в котором выполнено мероприятие (разделы 1, 3 и 13)	ежемесячная
	перед осуществлением технического воздействия, но не позднее последнего числа месяца, в котором закончено воздействие, и до последнего числа месяца, следующего за месяцем завершения такого технического воздействия, либо за месяцем завершения периода подконтрольной эксплуатации в случае ее проведения (разделы 1, 4 и 14) (при этом первое представление данных осуществляется по всему оборудованию, находящемуся в эксплуатации, в течение двух месяцев после ввода в эксплуатацию) (разделы 1-14)	периодическая

";

б) в столбце "Раздел" таблицы раздела 1:

в строке "Раздел 2. Основные технические данные паровых, газовых и гидравлических турбин, паровых энергетических котлов и котлов утилизаторов, водогрейных котлов" слова "паровых, газовых и гидравлических турбин, паровых энергетических котлов и котлов утилизаторов," заменить словами "основного технологического оборудования и";

в строке "Раздел 3. Мероприятия, влияющие на работоспособность основного технологического оборудования" слова "работоспособность основного технологического оборудования" заменить словами "работоспособность основного технологического оборудования, паропроводов, водогрейных котлов и систем топливоподачи";

в строке "Раздел 4. Сведения о техническом состоянии паровых и гидравлических турбин, паровых энергетических котлов и котлов утилизаторов" слова "Сведения о техническом состоянии паровых и гидравлических турбин, паровых энергетических котлов и котлов утилизаторов" заменить словами "Сведения о техническом состоянии основного технологического оборудования";

строку "Раздел 15. Основные технические данные производственных зданий" признать утратившей силу;

в) раздел 2 изложить в следующей редакции:

"

Раздел 2.	Основные технические данные основного технологического оборудования и водогрейных котлов

Вид оборудования	Диспетчерское наименование	Номер очереди электростанции	Номер энергоблока	Станционный номер	Заводской номер	Подкласс оборудования	Тип (марка) оборудования	Организация-изготовитель	Страна происхождения товара	Аналог, выпускаемы России	
										тип (марка) оборудования, организация-изготовитель	услов установ анало
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Паровые турбины					x						
Газовые турбины					x						
Гидравлические турбины			x								
Паровые энергетические котлы и котлы-утилизаторы					x						
Водогрейные котлы		x	x		x						

Паропроизводительность на конец отчетного года, т/ч	Технические ограничения электрической мощности			Установленная тепловая мощность		Свежий пар		Пар после промперегрева		Сетевая вода на входе	
	технический минимум мощности, МВт	технический максимум мощности, МВт	максимально допустимая мощность (ограничивается максимально допустимой мощностью генератора), МВт	всего отборы, Гкал/ч	теплофикационные отборы, Гкал/ч	давление (рабочее), кгс/см ^{2}	температура (рабочая), °С	давление (рабочее), кгс/см ^{2}	температура (рабочая), °С	давление, кгс/см ^{2}	температура °С
18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
x			x							x	x
x				x	x	x	x	x	x	x	x
x			x	x	x	x	x	x	x	x	x
	x	x	x	x	x					x	x
x	x	x	x		x	x	x	x	x		

Номинальный расход пара через турбину, т/ч	Число оборотов вала, об/мин	Расход воды, т/ч	Гидравлическое сопротивление, кгс/см ^{2}	Расчетный напор, м	Наличие заводской эксплуатационной характеристики, да/нет	Коэффициент полезного действия в отчетном году, %	Выработка электрической энергии за отчетный год, тыс. кВт х ч	Отпуск тепла за отчетный год, Гкал	Удельный расход условного топлива		Срок с	
									на выработку электрической энергии, г/кВт ч	на отпущенную тепловую энергию, кг/Гкал	режим работы	нормативный служб (парк ресурс)/норма ресурс до спи лет (ч)/экв
37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49
	x	x	x	x	x	x					x	
x		x	x	x	x			x		x		
x		x	x			x		x	x	x	x	
x	x	x	x	x	x		x		x	x	x	
x	x			x	x		x		x	x		

Планируемый год проведения технического перевооружения или реконструкции	Наличие системы удаленного мониторинга и диагностики технического состояния (да/нет)	Опытный (головной) образец (да/нет)	Норматив межремонтного количества пусков, шт.	Количество пусков с последнего капитального ремонта на конец отчетного периода, шт.	Ожидаемый год вывода из эксплуатации	Блок парогазовой установки, да/нет
61	62	63	64	65	66	67
			x	x		
			x	x		x
			x	x		
x	x		x	x		x

Примечания.

1. Графы 11 - 14 заполняются при наличии оборудования иностранного производства.

2. В графу 12 вносится одно из значений, приведенных в таблице 1 пункта 3 настоящих примечаний.

3. Таблица 1. Условия установки аналога.

Реконструкция, замена фундамента
Реконструкция, замена фундамента, изменение состава и присоединения вспомогательного оборудования
Изменение состава и присоединения вспомогательного оборудования
Не требует дополнительных мероприятий

4. В графы 32 - 34 вносится один из видов топлива, приведенных в таблице 2 пункта 5 настоящих примечаний.

5. Таблица 2. Вид топлива

Наименование
Уголь
Торф
Сланцы
Природный газ
Мазут
Дизельное
Попутный нефтяной газ
Не предусмотрено
Другое топливо

6. Графа 51 заполняется ежемесячно накопительным итогом с начала календарного года и на конец отчетного периода.

7. Для паровых энергетических котлов в графе 7 обязательно указывается тип по движению рабочей среды "барабанный" или "прямоточный".

8. Графы таблицы раздела 2, обозначенные знаком <*>, заполняются в соответствии с подпунктом "г" пункта 3 приложения N 2 к приказу Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340.";

г) раздел 3 изложить в следующей редакции:

Раздел 3.	Мероприятия, влияющие на работоспособность основного технологического оборудования, паропроводов, водогрейных котлов и систем топливоподачи

Вид оборудования	Диспетчерское наименование	Станционный номер	Наработка с начала эксплуатации на конец отчетного периода, ч (экв. ч)	Количество пусков с начала эксплуатации на конец отчетного периода, шт.	Замена основного элемента		Перемаркировка			Вывод из эксплуатации		Техн освидете Продление (назначе службы (ре прод
					год	замененный основной элемент	год	мощность/ паропроизводительность после перемаркировки, МВт/т/ч	причина перемаркировки	год	причина вывода из эксплуатации	количество продлений начала эксплуатаци на начало отчетного периода, ш
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Паровые турбины												
Газовые турбины												
Гидравлические турбины				x	x	x						
Паровые энергетические котлы и котлы-утилизаторы				x								
Паропроводы	x			x	x	x	X	x	x			
Водогрейные котлы			x	x	x	x	X	x	x			
Система топливоподачи	x		x	x	x	x	X	x	x	x	x	x

Заключение о возможности безопасной эксплуатации				Ожидаемый год достижения назначенного срока службы (ресурса)	Год проведения натурных испытаний по уточнению заводской эксплуатационной характеристики	Опробование основного технологического оборудования, работающего на газе и использующего резервное (аварийное) топливо, фактическим переводом на работу на резервном (аварийном) топливе		Выполнение графиков проверки аппаратуры контроля, автоматического и дистанционного управления, технологических защит, блокировки и сигнализации, пожаротушения, разгрузочных и размораживающих устройств, агрегатов и систем топливоподачи, хозяйств жидкого и газообразного топлива, да/нет	Продление календар продолжительност ремонтного цикла	
номер, дата документа о возможности безопасной эксплуатации	дополнительный срок службы (ресурс), полученный по результатам продления, лет (ч/экв. ч)	назначенный срок службы (ресурс), лет (ч/экв. ч)	назначенное количество пусков, шт.			количество оборудования, работающего на газе и использующего резервное (аварийное) топливо, на котором выполнен фактический перевод на резервное (аварийное) топливо	количество оборудования, работающего на газе и использующего резервное (аварийное топливо)		год проведения следующего капитального ремонта	эксперт организа согласова продле (наименов N аккреди дата, реш
15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
					x	x	x	x		
					x			x	x	X
			x			x	x	x		
			x		x			x		
			x		x	x	x	x	x	X
			x		x			x		
x	x	x	x	x	x	x	x		x	x

";

Примечание.

Графы 24 и 25 заполняются при продлении календарной продолжительности ремонтного цикла в соответствии с пунктами 65 и 212 требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики", утвержденных приказом Минэнерго России от 25 октября 2017 г. N 1013 [7] (далее - Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики).";

д) раздел 4 изложить в следующей редакции:

"

Раздел 4.	Сведения о техническом состоянии основного технологического оборудования

Паровые турбины:

диспетчерское наименование, станционный номер;

индекс технического состояния (далее - ИТС) узлов: обобщенный узел, арматура в пределах турбины, корпус цилиндра, подшипник турбины, ротор турбины, система парораспределения, трубопроводы в пределах турбины;

причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому узлу.

Газовые турбины:

диспетчерское наименование, станционный номер;

ИТС узлов: обобщенный узел, компрессор, турбина, маслосистема;

причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому узлу.

Гидравлические турбины:

диспетчерское наименование, станционный номер;

ИТС узлов: обобщенный узел, направляющий аппарат, крышка турбины, проточная часть, рабочее колесо, система автоматического управления, турбинный подшипник и вал;

причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому узлу.

Паровые энергетические котлы и котлы-утилизаторы:

диспетчерское наименование, станционный номер;

ИТС узлов: обобщенный узел, барабан (не указывается для прямоточных котлов), каркас, обмуровка котла и газоходы, пароводяная арматура в пределах котла, поверхности нагрева котла, трубопроводы и коллекторы;

причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому узлу.

ИТС узлов рассчитывается в соответствии с методикой оценки технического состояния и указывается для каждого функционального узла одного вида.";

е) в разделе 5:

графы 20 и 21 признать утратившими силу;

дополнить абзацами следующего содержания:

"Примечание.

Раздел 5 заполняется для паропроводов с температурой рабочей среды 450°C и выше и Dy = 100 мм и более.";

ж) в разделе 9 строку "Распределительные тепловые сети" признать утратившей силу;

з) в разделе 10 строку "Распределительные тепловые сети" признать утратившей силу;

и) в разделе 11 строку "Распределительные тепловые сети", графы 26 и 27 признать утратившими силу;

к) раздел 12 изложить в следующей редакции:

Раздел 12.	Основные технические данные электротехнического оборудования генерирующих объектов

Вид оборудования	Диспетчерское наименование	Тип исполнения	Фаза	Подкласс оборудования	Тип (марка) оборудования	Организация-изготовитель	Страна происхождения товара	Аналог, выпускаемый в России		Ремонт оборудования ин производства	
								тип (марка) оборудования, организация-изготовитель (организация-изготовитель)	условие установки аналога	ремонтопригодность	дол запа ин про тон вспо обор общ запа необ пр т с ка ре
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Турбогенераторы		x	x								
Гидрогенераторы		x	x								
Трансформаторы (автотрансформаторы) силовые масляные классом напряжения 35 кВ и выше											
Выключатели классом напряжения 35 кВ и выше		x	x								
Преобразовательные установки классом напряжения 35 кВ и выше	-	x	x								
Системы (секции) шин (кроме комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (далее - КРУЭ) классом напряжения 35 кВ и выше	-	x	x		x	x	x	x	x	x	x
Шунтирующие реакторы классом напряжения 35 кВ и выше, 50 Мвар и более											

Срок службы (эксплуатации)				С пониженными потерями мощности холостого хода и короткого замыкания	Год проведения последнего капитального ремонта	Год проведения последнего среднего ремонта	Наличие системы удаленного мониторинга и диагностики технического состояния	Планируемый год проведения технического перевооружения или реконструкции	Вид планируемой реконструкции	Опытный (головной) образец (да/нет)	Тип ошиновки	тр
нормативный срок службы (эксплуатации), лет	наработка с начала эксплуатации на конец отчетного периода, ч	наработка за отчетный период, ч	наработка с последней реконструкции на конец отчетного периода, ч									
20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
				x							x	
				x							x	
	x	x	x								x	
	x	x	x	x							x	
	x	x	x	x							x	
	x	x	x	x			x			x		
	x	x	x								x	

Примечания.

1. Графы 9-12 заполняются при наличии оборудования иностранного производства.

2. В графе 36 указываются сведения об изменении организации вида ремонта на ремонт по техническому состоянию в соответствии с пунктом 11 Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики (документ, подтверждающий переход на ремонт по техническому состоянию).

3. Графы таблицы раздела 12, обозначенные знаком <*>, заполняются в соответствии с подпунктом "г" пункта 3 приложения N 2 к приказу Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340.";

л) раздел 13 изложить в следующей редакции:

Раздел 13.	Мероприятия, влияющие на основные технические данные электротехнического оборудования

Раздел заполняется для каждой единицы оборудования (турбогенераторов (гидрогенераторов), силовых трансформаторов (автотрансформаторов) масляных классом напряжения 35 кВ и выше, выключателей классом напряжения 35 кВ и выше, шунтирующих реакторов классом напряжения 35 кВ и выше, преобразовательных установок классом напряжения 35 кВ и выше, систем (секций) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 35 кВ и выше).

13.1. Турбогенераторы (гидрогенераторы):

диспетчерское наименование, станционный номер;

год последней реконструкции;

вид реконструкции;

перемаркировка:

год проведения;

причина перемаркировки;

мощность после перемаркировки, МВт;

год вывода из эксплуатации;

причина вывода из эксплуатации.

13.2. Силовые трансформаторы (автотрансформаторы):

диспетчерское наименование, станционный номер;

год последней реконструкции;

вид реконструкции;

год вывода из эксплуатации;

причина вывода из эксплуатации.

13.3. Выключатели, шунтирующие реакторы, преобразовательные установки:

диспетчерское наименование, станционный номер;

год последней реконструкции;

год вывода из эксплуатации;

причина вывода из эксплуатации.

13.4. Системы (секции) шин:

диспетчерское наименование;

для каждой секции шин классом напряжения 35 кВ и выше:

год проведения реконструкции; вид реконструкции;

год проведения полной реконструкции;

год вывода из эксплуатации;

причина вывода из эксплуатации.

13.5. Техническое освидетельствование (далее - ТО):

Для каждой единицы оборудования (турбогенераторов (гидрогенераторов), силовых трансформаторов (автотрансформаторов) классом напряжения 35 кВ и выше, выключателей классом напряжения 35 кВ и выше, шунтирующих реакторов классом напряжения 35 кВ и выше, преобразовательных установок классом напряжения 35 кВ и выше) и систем (секций) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 35 кВ и выше:

диспетчерское наименование;

количество ТО с начала эксплуатации на конец отчетного месяца, штук;

организация, проводившая ТО;

наименование, номер, дата документа по результатам ТО;

заключение, принятое по результатам ТО;

год проведения следующего ТО.";

м) раздел 14 изложить в следующей редакции:

"

Раздел 14.	Сведения о техническом состоянии основного электротехнического оборудования генерирующих объектов

Для каждой единицы оборудования (турбогенераторов (гидрогенераторов) мощностью 5 МВт и выше, силовых трансформаторов (автотрансформаторов), выключателей, шунтирующих реакторов, батарей статических конденсаторов, преобразовательных установок классом напряжения 35 кВ и выше, систем (секций) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 35 кВ и выше):

Турбогенераторы:

диспетчерское наименование, станционный номер;

ИТС узлов: обобщенный узел, обмотка ротора, обмотка статора, подшипники, уплотнения вала, система водоснабжения газоохладителей, система водяного охлаждения обмоток статора и ротора, система возбуждения, сталь ротора, сталь статора, щеточно-контактный аппарат;

причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому узлу.

Гидрогенераторы:

диспетчерское наименование, станционный номер;

ИТС узлов: обобщенный узел, обмотка ротора, обмотка статора, подпятник и генераторный подшипник, сталь ротора, сталь статора, щеточно-контактный аппарат;

причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому узлу.

Трансформаторы (автотрансформаторы) силовые масляные:

диспетчерское наименование, станционный номер;

ИТС узлов: обобщенный узел, высоковольтный ввод, вспомогательное оборудование, изоляционная система (для класса напряжения 110 кВ и выше), магнитопровод, обмотки трансформатора, система регулирования напряжения;

причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому узлу.

Выключатели:

диспетчерское наименование, станционный номер;

ИТС узлов: обобщенный узел, высоковольтный ввод, изоляционная система, контактная система, прочее оборудование выключателя;

причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому узлу.

Шунтирующие реакторы:

диспетчерское наименование, станционный номер;

ИТС узлов: обобщенный узел, высоковольтный ввод, вспомогательное оборудование, изоляционная система, магнитопровод, обмотка реактора;

причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому узлу.

Преобразовательные установки:

диспетчерское наименование, станционный номер;

ИТС узлов: обобщенный узел, силовая часть, система охлаждения, система управления;

причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому узлу.

Системы (секции) шин (кроме КРУЭ):

диспетчерское наименование;

ИТС узлов: обобщенный узел, изоляция и арматура, контактные соединения и прочее, портал;

причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому узлу.

ИТС узлов рассчитывается в соответствии с методикой оценки технического состояния и указывается для каждого функционального узла одного вида.";

н) раздел 15 признать утратившим силу.

11. В приложении N 74:

а) таблицу "Технические характеристики и показатели работы объектов электросетевого хозяйства" изложить в следующей редакции:

"

Представляют:	Сроки представления:	Периодичность предоставления:
субъекты электроэнергетики, определенные строкой 8.2 раздела 8 таблицы,	до 15 февраля года, следующего за отчетным периодом (разделы 1, 2, 4, 5 и 7)	ежегодная
предусмотренной пунктом 2 приложения N 2 к приказу Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340	до 20 числа месяца, следующего за месяцем, в котором выполнено мероприятие (разделы 1, 3 и 6)	периодическая
	перед осуществлением технического воздействия, но не позднее последнего числа месяца, в котором закончено воздействие, и до последнего числа месяца, следующего за месяцем завершения такого технического воздействия (разделы 1, 4 и 7) (при этом первое представление данных осуществляется по всему оборудованию, находящемуся в эксплуатации, в течение двух месяцев после ввода в эксплуатацию) (разделы 1-7)	

б) в столбце "Раздел" таблицы раздела 1:

в строке "Раздел 2. Основные технические данные оборудования электроподстанций" слово "электроподстанций" заменить словом "подстанций";

в строке "Раздел 5. Основные технические данные линий электропередачи (далее - ЛЭП)" слова "(далее - ЛЭП)" заменить словами "(далее - ЛЭП), проектный номинальный класс напряжения которых составляет 35 кВ и выше";

в строках "Раздел 6. Мероприятия, влияющие на основные технические данные ЛЭП" и "Раздел 7. Сведения о техническом состоянии ЛЭП" слово "ЛЭП" заменить словами "ЛЭП, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 35 кВ и выше";

в) раздел 2 изложить в следующей редакции:

"

Раздел 2.	Основные технические данные оборудования подстанций

Вид оборудования	Диспетчерское наименование подстанции	Тип исполнения	Фаза	Подкласс оборудования	Тип (марка) оборудования	Организация-изготовитель	Страна происхождения товара	Аналог, выпускаемый в России		Ремонт оборудования ин производства	
								тип (марка) оборудования, организация-изготовитель (завод-изготовитель)	условие установки аналога	ремонтопригодность	дол запа ин про то вспо обор общ запа необ пр т к ре
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Трансформаторы (автотрансформаторы) силовые масляные классом напряжения 35 кВ и выше											
Выключатели классом напряжения 35 кВ и выше		x	x								
Шунтирующие реакторы классом напряжения 35 кВ и выше, 50 Мвар и более											
Синхронные компенсаторы 50 Мвар и выше		x	x								
Батареи статических конденсаторов и статические тиристорные компенсаторы классом напряжения 35 кВ и выше, 50 Мвар и более		x	x								
Преобразовательные установки классом напряжения 35 кВ и выше		x	x								
Системы (секции) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 35 кВ и выше		x	x		x	x	x	x	x	x	

Частота вращения, об/мин	Срок эксплуатации				С пониженными потерями мощности холостого хода и короткого замыкания	Год проведения последнего капитального ремонта	Год проведения последнего среднего ремонта	Планируемый год проведения технического перевооружения или реконструкции	Вид планируемой реконструкции	Наличие и тип системы удаленного мониторинга и диагностики технического состояния	Диспетчерск наименован
	нормативный срок службы (эксплуатации), лет	наработка с начала эксплуатации на конец отчетного периода, ч	наработка за отчетный период, ч	наработка с последней реконструкции на конец отчетного периода, ч							
19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
x		x	x	x							
x		x	x	x	x						
x		x	x	x							
					x		x				
x		x	x	x	x		x				
x		x	x	x	x						
x		x	x	x	x					x	

Примечания.

1. Графы 9 - 12 заполняются при наличии оборудования иностранного производства.

2. В графу 29 вносится одно из следующих допустимых значений:

N	Критерии выбора значения	Значение графы 29
1.	система удаленного мониторинга и диагностики технического состояния не используется	Отсутствует
2.	при использовании системы удаленного мониторинга и диагностики технического состояния, которая реализует функции диагностики и прогнозирования состояния оборудования с применением вероятностных моделей и алгоритмов, формируемых с использованием технологий искусственного интеллекта и машинного обучения с учетом ретроспективных данных по наблюдаемым параметрам конкретных единиц ЛЭП или оборудования; и (или) математических моделей оборудования и (или) его функциональных узлов с осуществлением привязки математической модели к конкретной единице оборудования на основе наблюдаемых параметров	Интеллектуальная
3.	при использовании системы удаленного мониторинга и диагностики технического состояния, не соответствующей критериям интеллектуальной системы, указанным в строке 2 настоящей таблицы	Автоматизированная

3. В графе 39 указываются сведения об изменении организации вида ремонта на ремонт по техническому состоянию в соответствии с пунктами 11 и 411 Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики (документ, подтверждающий переход на ремонт по техническому состоянию).

4. Графы таблицы раздела 2, обозначенные знаком <*>, заполняются в соответствии с подпунктом "г" пункта 3 приложения N 2 к приказу Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340.";

г) раздел 3 изложить в следующей редакции:

Раздел 3.	Мероприятия, влияющие на основные технические данные оборудования подстанций

Для каждой единицы оборудования (трансформаторов (автотрансформаторов) силовых масляных классом напряжения 35 кВ и выше, выключателей классом напряжения 35 кВ и выше, шунтирующих реакторов классом напряжения 35 кВ и выше, синхронных компенсаторов, батарей статических конденсаторов и статических тиристорных компенсаторов классом напряжения 35 кВ и выше, преобразовательных установок классом напряжения 35 кВ и выше) и систем (секций) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 35 кВ и выше).

3.1. Силовые трансформаторы (автотрансформаторы):

диспетчерское наименование подстанции;

диспетчерское наименование;

год последней реконструкции;

вид реконструкции;

год вывода из эксплуатации;

причина вывода из эксплуатации.

3.2. Выключатели, шунтирующие реакторы, синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов и статических тиристорных компенсаторов, преобразовательные установки:

диспетчерское наименование подстанции;

диспетчерское наименование;

год последней реконструкции;

год вывода из эксплуатации;

причина вывода из эксплуатации.

3.3. Системы (секции) шин.

Для каждой секции шин классом напряжения 35 кВ и выше:

диспетчерское наименование подстанции;

диспетчерское наименование;

год проведения реконструкции;

вид реконструкции;

год проведения полной реконструкции;

год вывода из эксплуатации;

причина вывода из эксплуатации.

3.4. Техническое освидетельствование (далее - ТО):

Для каждой единицы оборудования (трансформаторов (автотрансформаторов) силовых масляных классом напряжения 35 кВ и выше, выключателей классом напряжения 35 кВ и выше, шунтирующих реакторов классом напряжения 35 кВ и выше, синхронных компенсаторов, батарей статических конденсаторов и статических тиристорных компенсаторов классом напряжения 35 кВ и выше, преобразовательных установок классом напряжения 35 кВ и выше) и систем (секций) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 35 кВ и выше):

диспетчерское наименование подстанции;

диспетчерское наименование;

количество ТО с начала эксплуатации на конец отчетного месяца, штук;

организация, проводившая ТО;

наименование, номер, дата документа по результатам ТО;

заключение, принятое по результатам ТО;

год проведения следующего ТО.";

д) раздел 4 изложить в следующей редакции:

"

Раздел 4.	Сведения о техническом состоянии оборудования подстанций

Для каждой единицы оборудования (трансформаторов (автотрансформаторов) силовых масляных классом напряжения 35 кВ и выше, выключателей классом напряжения 35 кВ и выше, шунтирующих реакторов классом напряжения 35 кВ и выше, синхронных компенсаторов, батарей статических конденсаторов и статических тиристорных компенсаторов классом напряжения 35 кВ и выше, преобразовательных установок классом напряжения 35 кВ и выше, системы (секции) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 35 кВ и выше):

Трансформаторы (автотрансформаторы) силовые масляные:

диспетчерское наименование подстанции;

диспетчерское наименование;

индекс технического состояния (далее - ИТС) узлов: обобщенный узел, высоковольтный ввод, вспомогательное оборудование, изоляционная система (для класса напряжения 110 кВ и выше), магнитопровод, обмотки трансформатора, система регулирования напряжения;

причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому узлу.

Выключатели:

диспетчерское наименование подстанции; диспетчерское наименование;

ИТС узлов: обобщенный узел, высоковольтный ввод, изоляционная система, контактная система, прочее оборудование выключателя;

причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому узлу.

Шунтирующие реакторы:

диспетчерское наименование подстанции;

диспетчерское наименование;

ИТС узлов: обобщенный узел, высоковольтный ввод, вспомогательное оборудование, изоляционная система, магнитопровод, обмотка реактора; причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому узлу.

Батареи статических конденсаторов:

диспетчерское наименование подстанции;

диспетчерское наименование;

ИТС узлов: обобщенный узел, силовая часть;

причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому узлу.

Преобразовательные установки:

диспетчерское наименование подстанции;

диспетчерское наименование;

ИТС узлов: обобщенный узел, силовая часть, система охлаждения, система управления;

причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому узлу.

Системы (секции) шин (кроме КРУЭ):

диспетчерское наименование подстанции;

диспетчерское наименование;

ИТС узлов: обобщенный узел, изоляция и арматура, контактные соединения и прочее, портал;

причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому узлу.

ИТС узлов рассчитывается в соответствии с методикой оценки технического состояния и указывается для каждого функционального узла одного вида.";

е) раздел 5 изложить в следующей редакции:

"

Раздел 5.	Основные технические данные ЛЭП, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 35 кВ и выше

Сооружение	Наименование (начало - окончание ЛЭП)	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ		Год ввода в эксплуатацию	Нормативный срок службы, лет	Протяженность, км	Тип исполнения	Тип изоляции	Год последнего капитального ремонта	
			номинальное напряжение, на котором построена ЛЭП	номинальное напряжение, на котором эксплуатируется ЛЭП							год проведени
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Воздушные ЛЭП, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 35 кВ и выше								x	x		
Кабельные ЛЭП, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 35 кВ и выше											

Сегмент					Вид организации ремонта - ремонт по техническому состоянию
N сегмента ЛЭП	наименование (начало-окончание)	протяженность с детализацией по субъектам Российской Федерации, км	опоры для ВЛ	марка кабеля для КЛ	
21	22	23	24	25	26
				x	
			X		

Примечания.

1. Для кабельных ЛЭП в графе 10 указывается тип изоляции: "маслонаполненная", "полиэтиленовая" или "прочая".

2. Для ЛЭП графы 21-25 заполняются отдельно для каждого сегмента, входящего в состав ЛЭП.

3. В графе 26 указываются сведения об изменении организации вида ремонта на ремонт по техническому состоянию в соответствии с пунктами 11 и 411 Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики (документ, подтверждающий переход на ремонт по техническому состоянию).

4. Графы таблицы раздела 5, обозначенные знаком <*>, заполняются в соответствии с подпунктом "г" пункта 3 приложения N 2 к приказу Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340.";

ж) раздел 6 изложить в следующей редакции:

"

Раздел 6.	Мероприятия, влияющие на основные технические данные ЛЭП, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 35 кВ и выше

Для каждой ЛЭП классом напряжения 35 кВ и выше указываются:

диспетчерское наименование;

наименование (начало-окончание);

количество ТО с начала эксплуатации на конец отчетного месяца, штук;

организация, проводившая ТО;

наименование, номер, дата документа по результатам ТО;

заключение, принятое по результатам ТО;

год проведения следующего ТО;

год вывода из эксплуатации;

причина вывода из эксплуатации.";

з) раздел 7 изложить в следующей редакции:

"

Раздел 7.	Сведения о техническом состоянии ЛЭП, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 35 кВ и выше

Для каждой ЛЭП классом напряжения 35 кВ и выше указываются:

диспетчерское наименование;

наименование (начало-окончание);

ИТС узлов (сегментов);

причины отклонения значения ИТС от 100 по каждому функциональному узлу (сегменту), входящему в состав ЛЭП, с указанием бальных оценок параметров технического состояния, влияющих на снижение ИТС, и опор и (или) пролетов, на которых зафиксированы дефекты.

ИТС узлов (сегментов) рассчитывается в соответствии с методикой оценки технического состояния и указывается для каждого функционального узла одного вида (сегментов), входящего (входящих) в состав ЛЭП.".

12. В приложении N 75:

а) в столбце "Раздел" таблицы раздела 1:

в строке "Раздел 3. Годовой план капитального ремонта воздушных линий электропередачи (далее - ВЛ)" слово "капитального" исключить;

в строке "Раздел 5. Годовой план капитального (среднего) ремонта электротехнического оборудования подстанций" слова "капитального (среднего)" исключить;

б) пункт 1 примечаний к разделу 2 изложить в следующей редакции:

"1. В разделе указываются данные по капитальному, среднему ремонтам и текущему ремонту любой продолжительности, влияющему на ИТС, рассчитанный в соответствии с методикой оценки технического состояния, основного генерирующего оборудования (турбин паровых (газовых, гидравлических), турбогенераторов (гидрогенераторов), энергетических котлов (котлов-утилизаторов) и электротехнического оборудования (трансформаторов (автотрансформаторов) классом напряжения 110 кВ и выше, высоковольтных выключателей классом напряжения 110 кВ и выше, шунтирующих реакторов классом напряжения 110 кВ и выше, преобразовательных установок классом напряжения 110 кВ и выше и систем (секции) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 110 кВ и выше).";

в) наименование раздела 3 изложить в следующей редакции:

"

Раздел 3.	Годовой план ремонта ВЛ

";

г) таблицу раздела 3 изложить в следующей редакции:

"

Наименование ВЛ (начало - окончание)	Диспетчерское наименование ВЛ	Класс напряжения, кВ	Протяженность ВЛ, км	Общее количество элементов ВЛ, штук				Запланированный ремонт пролета					
				опоры		фундамент	изолирующая подвеска	пролет: (N N+1)	сегмент	провод	грозозащитный трос	месяц (ы) окончания	ном технолог точ
				всего	в том числе с грозозащитным тросом								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Протяженность ремонтируемых участков, км	Год					Месяц					Величина затрат на мероприятия, направленные на снижение стоимости технического обслуживания и ремонта, тыс. руб. без НДС
	плановые затраты на ремонт, тыс. руб. без НДС					плановые затраты на ремонт, тыс. руб. без НДС					
	всего	хозяйственный способ		подрядный способ		всего	хозяйственный способ		подрядный способ		
		всего	в том числе МТР	всего	в том числе МТР		всего	в том числе МТР	всего	в том числе МТР	
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32

";

д) в пункте 1 примечаний к разделу 3 слово "капитальному" исключить;

е) таблицу раздела 4 изложить в следующей редакции:

"

Наименование ВЛ (начало-окончание)	Диспетчерское наименование ВЛ	Класс напряжения, кВ	Протяженность ВЛ, км	Плановая площадь участка расчистки					Год					Месяц			
				на год		на месяц			плановые затраты на ремонт, тыс. руб. без НДС					плановые затраты на ре тыс. руб. без НДС			
									всего	хозяйственный способ		подрядный способ		Всего	хозяйственный способ		подр сп
				номера пролетов	площадь расчистки, га	номер пролета	сегмент	площадь расчистки, га		всего	в том числе МТР	всего	в том числе МТР		всего	в том числе МТР	всег
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

";

ж) в наименовании раздела 5 слова "капитального (среднего)" исключить;

з) пункт 1 примечаний к разделу 5 изложить в следующей редакции:

"1. В разделе указываются данные по капитальному, среднему ремонтам и текущему ремонту любой продолжительности, влияющему на ИТС, рассчитанный в соответствии с методикой оценки технического состояния, трансформаторов (автотрансформаторов) классом напряжения 110 кВ и выше, высоковольтных выключателей классом напряжения 110 кВ и выше, синхронных компенсаторов, шунтирующих реакторов классом напряжения 110 кВ и выше, батарей статических конденсаторов классом напряжения 110 кВ и выше, статических тиристорных компенсаторов, преобразовательных установок классом напряжения 110 кВ и выше и систем (секции) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 110 кВ и выше.".

13. В приложении N 76:

а) в графе "Сроки представления" слова "до 3 числа месяца, следующего за отчетным месяцем (разделы 1 - 4, 6, 8, 10, 12 и 14); до 10 числа месяца, следующего за отчетным периодом (разделы 1 и 16)" заменить словами "до 3 числа месяца, следующего за отчетным месяцем (разделы 1, 2, 4, 6, 8, 10, 12 и 14); до 10 числа месяца, следующего за отчетным кварталом (раздел 16)"; до 25 числа месяца, следующего за отчетным кварталом (разделы 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15)";

б) в столбце "Раздел" таблицы раздела 1:

в строке "Раздел 11. Фактические затраты на выполнение капитального (среднего) ремонта электротехнического оборудования подстанций" слова "капитального (среднего)" исключить;

в строках "Раздел 14. Не предусмотренный годовым планом капитальный (средний) ремонт электротехнического оборудования подстанций" и "Раздел 15. Затраты на не предусмотренный годовым планом капитальный (средний) ремонт электротехнического оборудования подстанций" слова "капитальный (средний)" исключить;

в) пункт 1 примечаний к разделу 2 изложить в следующей редакции:

"1. В разделе указываются данные по капитальному, среднему ремонтам и текущему ремонту любой продолжительности, влияющему на ИТС, рассчитанный в соответствии с методикой оценки технического состояния, основного генерирующего оборудования (турбин паровых (газовых, гидравлических), турбогенераторов (гидрогенераторов), энергетических котлов (котлов-утилизаторов) и электротехнического оборудования (трансформаторов (автотрансформаторов) классом напряжения 110 кВ и выше, высоковольтных выключателей классом напряжения 110 кВ и выше, шунтирующих реакторов классом напряжения 110 кВ и выше, преобразовательных установок классом напряжения 110 кВ и выше и систем (секции) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 110 кВ и выше).";

г) пункт 2 примечаний к разделу 2 изложить в следующей редакции:

"2. В графах 7 и 10 указываются причины отклонения от годового плана по выводу в ремонт и окончанию ремонта, в том числе по исключению ремонта.

Отклонения от годового плана ремонта по указанным ниже причинам должны подтверждаться следующим образом:

отклонения по причине отказа субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее - субъект оперативно-диспетчерского управления) в принятии к рассмотрению предложений о выводе в ремонт или во включении ремонта в сводный месячный график ремонта в случаях, предусмотренных пунктами 17, 22 и 33 Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30 января 2021 г. N 86 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2021, N 6, ст. 985) (далее - Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации), - сведениями собственника или иного законного владельца объектов диспетчеризации, содержащими предложение о выводе в ремонт, информацию о полученном от субъекта оперативно-диспетчерского управления в соответствии с пунктом 22 Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации уведомлении, составе выводимых в ремонт объектов диспетчеризации, а также о корректировке сроков вывода в ремонт с указанием месяца, после которого будут устранены обстоятельства, препятствующие выводу в ремонт объекта диспетчеризации;

отклонения по причине отказа субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике при рассмотрении диспетчерской заявки в случаях, предусмотренных пунктом 33 Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, - диспетчерской заявкой, содержащей состав выводимых в ремонт объектов диспетчеризации и решение субъекта оперативно-диспетчерского управления об отказе в согласовании такой диспетчерской заявки, а также сведениями собственника или иного законного владельца объектов диспетчеризации о корректировке сроков вывода в ремонт с указанием месяца, после которого будут устранены обстоятельства, препятствующие выводу в ремонт объекта диспетчеризации, указанные субъектом оперативно-диспетчерского управления в соответствии с пунктом 29 Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации;

отклонения по причине отказа в предварительном согласовании иными владельцами объектов электроэнергетики высшим классом номинального напряжения 110 кВ и выше сроков проведения ремонта объекта диспетчеризации в соответствии с пунктом 8 Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации - сведениями собственника или иного законного владельца объекта диспетчеризации, содержащими предложение о выводе в ремонт, информацию о полученном от иных владельцев объектов электроэнергетики отказе в предварительном согласовании сроков проведения ремонта, включая причину отказа, информацию о составе выводимых в ремонт объектов диспетчеризации, а также о корректировке сроков вывода в ремонт с указанием месяца, после которого будут устранены обстоятельства, препятствующие выводу в ремонт объекта диспетчеризации;

отклонения по причине отказа в согласовании иными владельцами объектов электроэнергетики высшим классом номинального напряжения 110 кВ и выше в согласовании диспетчерской заявки - диспетчерской заявкой, содержащей состав выводимых в ремонт объектов диспетчеризации и причину отказа в согласовании диспетчерской заявки, а также сведениями собственника или иного законного владельца объектов диспетчеризации о корректировке сроков вывода в ремонт с указанием месяца, после которого будут устранены указанные иными владельцами объектов электроэнергетики обстоятельства, препятствующие выводу в ремонт объекта диспетчеризации;

отклонения по причине отказа от выполнения работы на основании решений органов исполнительной и судебной власти Российской Федерации о запрете проведения ремонта - решениями органов исполнительной и судебной власти Российской Федерации, обосновывающими причину отказа, с указанием месяца, после которого будут устранены обстоятельства, препятствующие выводу в ремонт объекта диспетчеризации;

отклонения по причине отказа от выполнения работы на основании результатов диагностирования и испытаний электротехнического оборудования - документами, содержащими результаты диагностирования и испытаний электротехнического оборудования, которые подтверждают отсутствие необходимости выполнения запланированного объема ремонта.";

д) пункт 1 примечаний к разделу 3 изложить в следующей редакции:

"1. В разделе указываются данные по фактическим затратам на капитальный, средний ремонты и текущий ремонт любой продолжительности, влияющий на ИТС, рассчитанный в соответствии с методикой оценки технического состояния, основного генерирующего оборудования (турбин паровых (газовых, гидравлических), турбогенераторов (гидрогенераторов), энергетических котлов (котлов-утилизаторов) и электротехнического оборудования (трансформаторов (автотрансформаторов) классом напряжения 110 кВ и выше, высоковольтных выключателей классом напряжения 110 кВ и выше, шунтирующих реакторов классом напряжения 110 кВ и выше, преобразовательных установок классом напряжения 110 кВ и выше и систем (секции) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 110 кВ и выше).";

е) пункт 1 примечаний к разделу 4 изложить в следующей редакции:

"1. В разделе указываются данные по неплановому и аварийному ремонту турбин паровых (газовых, гидравлических), турбогенераторов (гидрогенераторов), энергетических котлов (котлов-утилизаторов), трансформаторов (автотрансформаторов) классом напряжения 110 кВ и выше, высоковольтных выключателей классом напряжения 110 кВ и выше, шунтирующих реакторов классом напряжения 110 кВ и выше, преобразовательных установок классом напряжения 110 кВ и выше и систем (секции) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 110 кВ и выше продолжительностью 5 суток и более.";

ж) пункт 1 примечаний к разделу 5 изложить в следующей редакции:

"1. В разделе указываются данные о фактических затратах на неплановый и аварийный ремонт турбин (гидротурбин), турбогенераторов (гидрогенераторов), энергетических котлов (котлов-утилизаторов), трансформаторов (автотрансформаторов) классом напряжения 110 кВ и выше, высоковольтных выключателей классом напряжения 110 кВ и выше, шунтирующих реакторов классом напряжения 110 кВ и выше, преобразовательных установок классом напряжения 110 кВ и выше и систем (секции) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 110 кВ и выше, продолжительностью 5 суток и более.";

з) пункт 2 примечаний к разделу 6 изложить в следующей редакции:

"2. Отклонения от годового плана ремонта ВЛ должны подтверждаться в соответствии с абзацами третьим - восьмым пункта 2 примечания к разделу 2.";

и) пункт 5 примечаний к разделу 8 изложить в следующей редакции:

"5. Отклонения от годового плана расчистки трасс ВЛ от ДКР должны подтверждаться в соответствии с абзацами третьим - седьмым пункта 2 примечания к разделу 2.";

к) пункт 1 примечаний к разделу 10 изложить в следующей редакции:

"1. В разделе указываются фактические данные по капитальному, среднему ремонтам и текущему ремонту любой продолжительности, влияющему на ИТС, рассчитанный в соответствии с методикой оценки технического состояния, трансформаторов (автотрансформаторов) классом напряжения 110 кВ и выше, высоковольтных выключателей классом напряжения 110 кВ и выше, синхронных компенсаторов, шунтирующих реакторов классом напряжения 110 кВ и выше, батарей статических конденсаторов классом напряжения 110 кВ и выше, статических тиристорных компенсаторов, преобразовательных установок классом напряжения 110 кВ и выше и систем (секций) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 110 кВ и выше.";

л) пункт 3 примечаний к разделу 10 изложить в следующей редакции:

"3. Отклонения от годового плана ремонта должны подтверждаться в соответствии с абзацами третьим - восьмым пункта 2 примечания к разделу 2.";

м) в разделе 11:

в наименовании раздела слова "капитальных (средних)" исключить;

таблицу дополнить графой 13 "Величина затрат на мероприятия, направленные на снижение стоимости технического обслуживания и ремонта, тыс. руб. без НДС";

пункт 1 примечаний изложить в следующей редакции:

"1. В разделе указываются фактические затраты на капитальный, средний ремонты и текущий ремонт любой продолжительности, влияющий на ИТС, рассчитанный в соответствии с методикой оценки технического состояния, трансформаторов (автотрансформаторов) классом напряжения 110 кВ и выше, высоковольтных выключателей классом напряжения 110 кВ и выше, синхронных компенсаторов, шунтирующих реакторов классом напряжения 110 кВ и выше, батарей статических конденсаторов классом напряжения 110 кВ и выше, статических тиристорных компенсаторов, преобразовательных установок классом напряжения 110 кВ и выше и систем (секции) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 110 кВ и выше.";

примечания дополнить пунктом 3 следующего содержания:

"3. В графе 13 указывается фактическая величина затрат на мероприятия, направленные на снижение стоимости технического обслуживания и ремонта.";

н) таблицу раздела 12 изложить в следующей редакции:

"

Наименование ЛЭП (начало - окончание)	Диспетчерское наименование ЛЭП	Класс напряжения, кВ	Протяженность ЛЭП, км	Элемент ВЛ/ работы по расчистке/кабельные	Номер технологической точки/пролета	Сегмент	Фактически выполнено за месяц, штук/га/м	Причина	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
				опора					
				фундамент					
				контур заземления опор					
	провод								
	Грозозащитный трос								
	Изолирующая подвеска								
				расчистка трасс ВЛ от ДКР					
				КЛ, участок ВКЛ					

";

о) в наименовании раздела 14 слова "капитальный (средний)" исключить;

п) пункт 1 примечания к разделу 14 изложить в следующей редакции:

"1. В разделе указываются данные по неплановому и аварийному ремонту трансформаторов (автотрансформаторов) классом напряжения 110 кВ и выше, высоковольтных выключателей классом напряжения 110 кВ и выше, синхронных компенсаторов, шунтирующих реакторов классом напряжения 110 кВ и выше, батарей статических конденсаторов классом напряжения 110 кВ и выше, статических тиристорных компенсаторов, преобразовательных установок классом напряжения 110 кВ и выше и систем (секции) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 110 кВ и выше, связанному с неудовлетворительным техническим состоянием.";

р) в наименовании раздела 15 слова "капитальный (средний)" исключить;

с) пункт 1 примечания к разделу 15 изложить в следующей редакции:

"1. В разделе указываются фактические затраты на неплановый и аварийный ремонт трансформаторов (автотрансформаторов) классом напряжения 110 кВ и выше, высоковольтных выключателей классом напряжения 110 кВ и выше, синхронных компенсаторов классом напряжения 110 кВ и выше, шунтирующих реакторов классом напряжения 110 кВ и выше, батарей статических конденсаторов классом напряжения 110 кВ и выше, статических тиристорных компенсаторов классом напряжения 110 кВ и выше, преобразовательных установок классом напряжения 110 кВ и выше и систем (секции) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 110 кВ и выше, связанный с неудовлетворительным техническим состоянием.".

14. Приложение N 77 признать утратившим силу.

15. В приложении N 78:

а) наименование приложения изложить в следующей редакции:

"

Сведения о составе, функционировании и обслуживании средств автоматизированной системы управления технологическим процессом и автоматизированной системе технологического управления

";

б) таблицу изложить в следующей редакции:

"

Представляют:	Сроки представления:	Периодичность предоставления:
субъекты электроэнергетики, определенные строкой 9.4 раздела 9 таблицы, предусмотренной пунктом 2 приложения N 2 к приказу Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340	до 10 числа месяца, следующего за отчетным периодом (разделы 1 и 2),	ежемесячная
	до 20 июля отчетного года и до 20 января года, следующего за отчетным периодом (раздел 3)	1 раз в полгода

";

в) слова "Раздел 1. Функционирование оборудования автоматизированной системы управления технологическим процессом (далее - АСУ ТП)." заменить словами "Раздел 1. Состав и функционирование оборудования автоматизированной системы управления технологическим процессом (далее - АСУ ТП) (для электростанций).";

г) слова "Раздел 2. Показатели ремонта оборудования тепловой автоматики и измерений (далее - ТАИ) и АСУ ТП за отчетный период" дополнить словами "(для электростанций)";

д) раздел 3 изложить в следующей редакции:

"Раздел 3. Состав и функционирование оборудования АСУ ТП (для подстанций).

N	Диспетчерское наименование подстанции	Тип АСУ ТП	Организация-производитель	Наличие и тип автоматизированной системы технологического управления (далее - АСТУ), к которой подключено АСУ ТП
1	2	3	4	5

Примечания.

1. В графе 3 таблицы указывается тип АСУ ТП согласно нижеследующей таблице:

N п/п	АСУ ТП соответствует следующим критериям	Тип АСУ ТП
1.	используется информационная (цифровая) модель подстанции, соответствующая национальному стандарту Российской Федерации серии ГОСТ Р МЭК 61850 "Сети и системы связи на подстанциях", а именно:национальному стандарту Российской Федерации ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005 "Сети и системы связи на подстанциях. Часть 3. Основные требования", утвержденному и введенному в действие приказом Росстандарта от 28 декабря 2005 г. N 427-ст (М., "Стандартинформ", 2006);национальному стандарту Российской Федерации ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011 "Сети и системы связи на подстанциях. Часть 5. Требования к связи для функций и моделей устройств", утвержденному и введенному в действие приказом Росстандарта от 13 декабря 2011 г. N 1232-ст (М., "Стандартинформ", 2020);национальному стандарту Российской Федерации ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009 "Сети и системы связи на подстанциях. Часть 6. Язык описания конфигурации для связи между интеллектуальными электронными устройствами на электрических подстанциях", утвержденному и введенному в действие приказом Росстандарта от 15 декабря 2009 г. N 850-ст (М., "Стандартинформ", 2011);используется протокол обмена информацией между устройствами, входящими в АСУ ТП микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики и прочими автономными системами подстанции "общие объектно-ориентированные события на подстанции" (GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events) и MMS (Manufacturing Message Specification);обеспечивается самодиагностика с передачей сигналов оператору по выявленным отказам (предупредительная сигнализация);сбор данных и оперативный контроль SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), включая измерения, сигналы состояния оборудования, аварийно-предупредительную сигнализацию, реализованы с использованием настраиваемых алгоритмов и с анализом качества исходных данных;обеспечивается дистанционное управление оборудованием или оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики подстанции на основе автоматизированных программ и (или) бланков переключений из одного или нескольких удаленных центров управления с реализацией логических блокировок	Интеллектуальная
2.	отсутствует часть или все критерии, указанные в строке 1 настоящей таблицы и соответствующие описанию, приведенному в строке 1 настоящей таблицы	Автоматизированная

2. В графе 5 таблицы указывается тип АСТУ согласно нижеследующей таблице.

N	АСТУ соответствует следующим критериям	Тип АСТУ
1.	Отсутствует подключение к АСТУ (автономная работа АСУ ТП)	Отсутствует
2.	Поддерживается информационная (цифровая) модель сети в соответствии с требованиями национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.1-2019 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Основные положения", утвержденного и введенного в действие приказом Росстандарта от 12 ноября 2019 г. N 1103-ст (М., "Стандартинформ", 2019 г.), и национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.2-2019, "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Базисный профиль информационной модели", утвержденного и введенного в действие приказом Госстандарта от 12 ноября 2019 г. N 1104-ст (М., "Стандартинформ", 2019 г.).Поддерживаются функции сбора данных и оперативного контроля (SCADA), управления отключениями и аварийно-восстановительными работами (OMS/WFM), управления распределительными сетями (DMS) с использованием информационной (цифровой) модели сети с процессором топологии, в том числе:анализ последствий действий оперативного персонала с использованием встроенной имитационной модели, работающей по принципу "что-если";анализ рисков отказов в сети;виртуальные помощник и анализатор действий персонала (подсказчик);дистанционное управление оборудованием или оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики подстанции на основе автоматизированных программ переключений с программной (логической) оперативной блокировкой разъединителей и заземлителей;дистанционный ввод (отмена) графиков временного отключения потребления (далее - ГВО), а также ввод (отмена) ГВО по командам дистанционного управления, полученным из диспетчерских центров;дистанционное введение полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии (управление нагрузкой) потребителей по основаниям, не связанным с применением ГВО;автоматическая поддержка заданных параметров качества электрической энергии;оптимизация режимов работы электрической сети, оборудования ПС по совокупности заданных критериев: снижения потерь в электрических сетях и обеспечения надежного электроснабжения в условиях обеспечения допустимости параметров режима сети и поддержания качества электроэнергии;автоматизированное формирование отчетности с анализом технологических нарушений и действий персонала	Интеллектуальная
3.	Отсутствует часть или все критерии, соответствующие типу АСУ ТП "Интеллектуальная"	Автоматизированная

";

16. В приложении N 79:

а) в графе "Сроки представления:" слова "Не позднее 45 дней после отчетного периода" заменить словами "До 31 июля года, предшествующего плановому периоду (разделы 1 и 2); до 1 марта отчетного года (разделы 1 и 3); не позднее 45 дней после отчетного квартала (разделы 1 и 4)";

б) графу "Периодичность предоставления:" дополнить словом "ежегодная";

в) раздел 1 изложить в следующей редакции:

"

Раздел 1.	Титульный лист

Полное наименование субъекта электроэнергетики
ИНН/КПП субъекта электроэнергетики
Фамилия, имя, отчество (при наличии) руководителя
Почтовый адрес субъекта электроэнергетики

Раздел	Заполнен	Листов
Раздел 2. Годовой план технического перевооружения и реконструкции (далее - ТПиР) субъектов электроэнергетики		
Раздел 3. Годовой скорректированный план ТПиР субъектов электроэнергетики		
Раздел 4. Выполнение программ ТПиР субъектами электроэнергетики		

Подпись	Фамилия, имя, отчество (при наличии)	Должность	Телефон	Адрес электронной почты (при наличии)	Дата подписания

";

г) раздел 2 изложить в следующей редакции:

"

Раздел 2.	Годовой план ТПиР субъектов электроэнергетики

Вносятся данные по мероприятиям технического перевооружения, реконструкции и модернизации основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей высшим классом напряжения 110 кВ и выше, влияющим на ИТС, рассчитанный в соответствии с методикой оценки технического состояния.

Для каждой турбины паровой (газовой, гидравлической), генератора (гидрогенератора), энергетического котла (котла-утилизатора), трансформатора (автотрансформатора) классом напряжения 110 кВ и выше, высоковольтного выключателя классом напряжения 110 кВ и выше, синхронного компенсатора, шунтирующего реактора классом напряжения 110 кВ и выше, батареи статических конденсаторов классом напряжения 110 кВ и выше, статического тиристорного компенсатора, преобразовательной установки классом напряжения 110 кВ и выше, системы (секции) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 110 кВ и выше, линии электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше, планируемых к выполнению работ в рамках программы ТПиР, указываются:

диспетчерское наименование;

сегмент (для линии электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше);

шифр проекта;

наименование проекта;

статус проекта;

этап проекта;

вид технического воздействия;

перечень запланированных работ;

плановые сроки (в том числе по всему проекту);

сметная стоимость проекта, тыс. руб. (без НДС);

план освоения годовой, квартальный (в том числе по всему проекту), тыс. руб. (без НДС);

влияние работ по проекту на обеспечение готовности к производству электрической и тепловой энергии и передаче электрической энергии (мощности) потребителям в предстоящий отопительный сезон (да/нет).";

д) дополнить разделом 3 следующего содержания:

"

Раздел 3.	Годовой скорректированный план технического перевооружения и реконструкции субъектов электроэнергетики

Вносятся скорректированные данные по мероприятиям технического перевооружения, реконструкции и модернизации основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей высшим классом напряжения 110 кВ и выше, влияющим на ИТС, рассчитанный в соответствии с методикой оценки технического состояния.

Для каждой турбины паровой (газовой, гидравлической), генератора (гидрогенератора), энергетического котла (котла-утилизатора), трансформатора (автотрансформатора) классом напряжения 110 кВ и выше, высоковольтного выключателя классом напряжения 110 кВ и выше, синхронного компенсатора, шунтирующего реактора классом напряжения 110 кВ и выше, батареи статических конденсаторов классом напряжения 110 кВ и выше, статического тиристорного компенсатора, преобразовательной установки классом напряжения 110 кВ и выше, системы (секции) шин (кроме КРУЭ) классом напряжения 110 кВ и выше, линии электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше (с указанием сегмента), планируемых к выполнению работ в рамках программы ТПиР, указываются:

шифр проекта;

наименование проекта;

статус проекта;

этап проекта;

вид технического воздействия;

перечень запланированных работ;

плановые сроки (в том числе по всему проекту);

сметная стоимость (в том числе всего проекта), тыс. руб. (без НДС);

выполнено на начало года (в том числе по проекту), тыс. руб. (без НДС);

план освоения годовой, квартальный (в том числе по всему проекту), тыс. руб. (без НДС);

влияние работ по проекту на обеспечение готовности к производству электрической и тепловой энергии и передаче электрической энергии (мощности) потребителям в предстоящий отопительный сезон (да/нет).";

е) дополнить разделом 4 следующего содержания:

"

Раздел 4.	Выполнение программ технического перевооружения и реконструкции субъектами электроэнергетики

Вносятся фактические данные по мероприятиям программы технического перевооружения, реконструкции и модернизации основного технологического оборудования и линий электропередачи (с указанием сегмента) электрических станций и электрических сетей высшим классом напряжения 110 кВ и выше, влияющим на ИТС, рассчитанный в соответствии с методикой оценки технического состояния.

Для каждой единицы оборудования и ЛЭП, запланированной к ТПиР, в годовом скорректированном плане ТПиР субъектов электроэнергетики и во внеплановых проектах ТПиР указываются:

шифр проекта;

наименование проекта;

статус проекта;

освоение за отчетный период (в том числе по проекту), тыс. руб. (без НДС);

остаток средств на конец отчетного периода, тыс. руб. (без НДС);

фактические и скорректированные сроки начала и окончания работ;

перечень выполненных работ;

фактическая дата ввода оборудования (ЛЭП) в эксплуатацию;

причины отклонений фактических показателей от плановых;

влияние проекта на обеспечение готовности к производству электрической и тепловой энергии и передаче электрической энергии (мощности) потребителям в предстоящий отопительный сезон (да/нет).".

17. Дополнить приложениями N 93 и N 94 согласно приложению N 2 к настоящим изменениям.

---

[2] Зарегистрирован Минюстом России 6 сентября 2012 г., регистрационный N 25386, с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 15 июня 2016 г. N 534 (зарегистрирован Минюстом России 30 августа 2016 г., регистрационный N 43493), от 26 декабря 2016 г. N 1404 (зарегистрирован Минюстом России 10 апреля 2017 г., регистрационный N 46311), от 20 декабря 2017 г. N 1194 (зарегистрирован Минюстом России 13 февраля 2018 г., регистрационный N 50023), от 8 февраля 2019 г. N 80 (зарегистрирован Минюстом России 6 марта 2019 г., регистрационный N 53968, от 16 августа 2019 г. N 865 (зарегистрирован Минюстом России 8 ноября 2019 г., регистрационный N 56457), от 29 декабря 2020 г. N 1206 (зарегистрирован Минюстом России 29 января 2021 г., регистрационный N 62280).

[3] Зарегистрирован Минюстом России 30 июня 2010 г., регистрационный N 17656, с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 6 февраля 2017 г. N 74 (зарегистрирован Минюстом России 17 марта 2017 г., регистрационный N 46004), от 27 июля 2017 г. N 678 (зарегистрирован Минюстом России 8 ноября 2017 г., регистрационный N 48814).

[4] Зарегистрирован Минюстом России 13 февраля 2018 г., регистрационный N 50026, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 12 февраля 2020 г. N 87 (зарегистрирован Минюстом России 19 мая 2020 г., регистрационный N 58377).

[5] Зарегистрирован Минюстом России 3 июня 2019 г., регистрационный N 54824.

[6] Зарегистрирован Минюстом России 5 октября 2017 г., регистрационный N 48429, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 17 марта 2020 г. N 192 (зарегистрирован Минюстом России 18 мая 2020 г., регистрационный N 58367).

[7] Зарегистрирован Минюстом России 26 марта 2018 г., регистрационный N 50503, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 13 июля 2020 г. N 555 (зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный N 60538).

Приложение N 1
к изменениям, которые вносятся
в приказ Минэнерго России
от 23 июля 2012 г. N 340
"Об утверждении перечня предоставляемой
субъектами электроэнергетики информации,
форм и порядка ее предоставления",
утвержденным приказом Минэнерго
России
от 14.04.2022 г. N 325

"Приложение N 9.4
к приказу Минэнерго России
от 23 июля 2012 г. N 340

Сведения обиспользовании субъектами электроэнергетики автоматизированной системы мониторинга и анализа функционирования устройств релейной защиты и автоматики (далее - РЗА), для которых расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования либо их согласование осуществляются диспетчерскими центрами

Представляют:	Сроки представления:	Периодичность предоставления:
субъекты электроэнергетики, определенные строкой 1.27 раздела 1 таблицы, предусмотренной пунктом 2 приложения N 2 к приказу Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340	до 20 июля отчетного года и до 20 января года, следующего за отчетным	1 раз в полгода

Раздел 1.	Титульный лист

Полное наименование субъекта электроэнергетики
Наименование объекта электроэнергетики/ филиала/ диспетчерского центра
ИНН/КПП субъекта электроэнергетики
Фамилия, имя, отчество (при наличии) руководителя
Почтовый адрес субъекта электроэнергетики

Раздел	Заполнен	Листов
Раздел 2. Сведения об использовании субъектами электроэнергетики автоматизированной системы мониторинга и анализа функционирования устройств РЗА, для которых расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования либо их согласование осуществляются диспетчерскими центрами		

Подпись	Фамилия, имя, отчество (при наличии)	Должность	Телефон	Адрес электронной почты (при наличии)	Дата подписания

Раздел 2.	Сведения об использовании субъектами электроэнергетики автоматизированной системы мониторинга и анализа функционирования устройств РЗА, для которых расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования либо их согласование осуществляются диспетчерскими центрами

Таблица 1

Субъект электроэнергетики, владеющий на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства, для которых расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования либо их согласование осуществляются диспетчерскими центрами	Обособленное структурное подразделение субъекта электроэнергетики (филиал) (при его наличии), осуществляющее эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства и регулируемую деятельность на территориях субъектов Российской Федерации как территориальные сетевые организации; для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью - обособленное структурное подразделение субъекта электроэнергетики (филиал), осуществляющее эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства на территориях одного или нескольких субъектов Российской Федерации, имеющих общие административные границы	Диспетчерское наименование объекта электроэнергетики, на котором установлены устройства РЗА, в отношении которых осуществляется мониторинг с использованием автоматизированной системы мониторинга и анализа функционирования устройств РЗА, если указанная система обеспечивает выполнение функций такого мониторинга в соответствии с требованиями Правил технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 13 июля 2020 г. N 555 [8].
1	2	3

[8] Зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г, регистрационный N 60538.

Приложение N 2
к изменениям, которые вносятся
в приказ Минэнерго России
от 23 июля 2012 г. N 340
"Об утверждении перечня предоставляемой
субъектами электроэнергетики информации,
форм и порядка ее предоставления",
утвержденным приказом Минэнерго
России
от 14.04.2022 г. N 325

"Приложение N 93
к приказу Минэнерго России
от 23 июля 2012 г. N 340

Сведения о критичности тепловых электрических станций и уровне надежности систем топливоснабжения на год

Раздел 1. Сведения о расчетных объемах нормативных запасов топлива на плановый год

Представляют:	Сроки представления:	Периодичность предоставления:
субъекты электроэнергетики, определенные строкой 2.12 раздела 2 таблицы, предусмотренной пунктом 2 приложения к приказу Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340	ежегодная	до 15 июля года, предшествующего году, на который утверждаются нормативы запасов топлива

Таблица 1

Показатель	Значение показателя (расчет производится в соответствии с главой III Порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон, утвержденного приказом Минэнерго России от 27 ноября 2020 г. N 1062 [9] (далее - порядок создания и использования запасов топлива)											
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Объем неснижаемого нормативного запаса топлива, т, по видам топлива	x	x	x	x	x	x	x	x	x	X	x	x
вид топлива												
Объем нормативного вспомогательного запаса топлива, т, по видам топлива	x	x	x	x	x	x	x	x	x	X	x	x
вид топлива												

[9] Зарегистрирован Минюстом России 30 марта 2021 г., регистрационный N 62920.

Раздел 2. Показатели тепловой электростанции при работе с максимальными значениями выработки тепловой и электрической энергии на плановый год

Таблица 1

Показатель	Значение показателя											
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Максимальная рабочая мощность тепловой электрической станции (далее - ТЭС) в плановом периоде, МВт												
в том числе по группам генерирующего оборудования электростанции, использующего один вид и тип топлива (далее - очередь оборудования)	x	x	x	x	x	x	x	x	x	X	x	x
очередь												
Средний расход электрической энергии ТЭС на собственные нужды за сутки при условии функционирования с максимальной рабочей мощностью в плановом периоде, млн кВтч												
в том числе по очередям оборудования	x	x	x	x	x	x	x	x	x	X	x	x
очередь												
Максимальный среднесуточный отпуск тепловой энергии за предыдущие пять лет, тыс. Гкал												
в том числе по очередям оборудования	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
очередь												
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии при работе с максимальной рабочей мощностью ТЭС в плановом периоде, грамм условного топлива/кВт·ч (определяется в соответствии с нормативно-технической документацией по топливоиспользованию электростанции по виду топлива, из которого создается нормативный эксплуатационный запас топлива в соответствии с порядком создания и использования запасов топлива)												
в том числе по очередям оборудования	x	x	x	x	x	x	x	x	x	X	x	x
очередь												
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии при работе по максимальному среднесуточному отпуску тепловой энергии в расчетном месяце за последние пять лет, кг/Гкал (определяется в соответствии с нормативно-технической документацией по топливоиспользованию электростанции по виду топлива, из которого создается нормативный эксплуатационный запас топлива в соответствии с порядком создания и использования запасов топлива)												
в том числе по очередям оборудования	x	x	x	x	x	x	x	x	x	X	x	x
очередь												

Раздел 3.	Характеристики системы топливоснабжения

Таблица 1

Показатель	Значение показателя
1	2
Вид используемого топлива в разрезе очередей оборудования (с указанием типа: основное/резервное/вспомогательное/аварийное)	X
очередь NN	
тип топлива	
подлежит нормированию (да/нет)	
Количество точек отправки твердого и (или) жидкого топлива (при транспортном способе доставки основного топлива)	

Таблица 2

Показатель	Значения показателя											
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Максимальный месячный объем ограничения газа в периоды снижения температуры за последние восемь лет (при трубопроводном способе доставки основного топлива), м ^{3}												
Средневзвешенное время поставки топлива, суток												
Количество точек отправки топлива для поставки на ТЭС												
Планируемый расход топлива в расчетном месяце с сезонной доставкой топлива (в соответствии с пунктом 49 порядка создания и использования запасов топлива), т												
Наличие сезонной остановки оборудования ТЭС (да/нет)												

Раздел 4.	Статические показатели работы

Таблица 1

Показатель	Значение показателя
1	2
Способ доставки основного топлива (трубопроводный, транспортный, конвейерный)	
Наличие резервного подводящего трубопровода основного топлива (да/нет)	
Наличие резервного газораспределительного пункта или насосной станции нефтетоплива (да/нет)	
Наличие резервных внутристанционных трубопроводов (да/нет)	
Расположение тепловой электростанции на территории источника топлива (да/нет)	
Суммарная протяженность подводящих трубопроводов (участок от точки балансовой принадлежности к тепловой электростанции до газораспределительного пункта тепловой электростанции, км (да/нет)	
Максимальный суточный расход аварийного топлива парогазовой или газотурбинной установки в соответствии с проектной документацией, т./сут.(при необходимости создания нормативного аварийного запаса топлива в соответствии с требованиями порядка создания и использования запасов топлива)	
Установка N N	

Приложение N 94
к приказу Минэнерго России
от 23 июля 2012 г. N 340

Сведения о минимально допустимой активной мощности тепловых электростанций и количестве снижений запасов топлива ниже установленных нормативов за _____ год

Представляют:	Сроки представления:	Периодичность предоставления:
субъекты электроэнергетики, определенные строкой 2.13 раздела 2 таблицы, предусмотренной пунктом 2 приложения N 2 к приказу Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340	до 15 июля года, следующего за отчетным	Ежегодная

Наименование организации, представляющей информацию:

Раздел 1.	Информация о минимальной допустимой активной мощности тепловых электростанций и количестве снижений запасов топлива ниже нормативного значения

Наименование тепловой электростанции	Минимально допустимая активная мощность тепловых электростанций, при которой функционирование электроэнергетической системы не будет нарушено, МВт (в соответствии с пунктом 55 порядка создания и использования запасов топлива)	Количество снижений запасов топлива ниже 75% от нормативного значения за предыдущие 3 года, шт. (суммарно по снижениям общего нормативного запаса топлива и неснижаемого аварийного запаса топлива)
1	2	3
Наименование ТЭС		

Раздел 2.	Контактная информация

Контактная информация	Фамилия, имя, отчество (при наличии)	Должность	Контактный телефон (с кодом города)	Электронный адрес(при наличии)
Руководительорганизации				
Ответственный за заполнение формы				

".

Приложение N 2
к приказу Минэнерго России
от 14.04.2022 г. N 325

Изменения,
которые вносятся в приказ Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. N 102 "Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике" 10

1. В Правилах предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее - Правила):

а) абзац второй пункта 3 изложить в следующей редакции:

"В случае использования субъектом оперативно-диспетчерского управления для сбора и обработки информации специализированного программно-аппаратного комплекса предоставление субъекту оперативно-диспетчерского управления информации осуществляется посредством указанного комплекса, возможность использования которого или доступа (подключения) к которому для передачи информации предоставляется субъектом оперативно-диспетчерского управления на безвозмездной основе, или посредством иного программного обеспечения (иных средств автоматизации), используемого субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии, интегрированного со специализированным программно-аппаратным комплексом субъекта оперативно-диспетчерского управления с соблюдением установленных им технических требований и обеспечивающего возможность конвертации информации в требуемые форму и формат.";

б) подпункт "а" пункта 4 дополнить абзацем следующего содержания:

"Начиная с 1 января 2024 г. предоставление в диспетчерские центры информации, предусмотренной настоящим подпунктом Правил, должно осуществляться в формате, соответствующем требованиям национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.1-2019 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Основные положения", утвержденного и введенного в действие приказом Росстандарта от 12 ноября 2019 г. N 1103-ст (М., "Стандартинформ", 2019), в соответствии с профилями информационной модели, определенными национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 58651.2-2019 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Базисный профиль информационной модели", утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 12 ноября 2019 г. N 1104-ст (М., "Стандартинформ", 2019), национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 58651.3-2020 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели линий электропередачи и электросетевого оборудования напряжением 110 - 750 кВ", утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 24 ноября 2020 г. N 1145-ст (М., "Стандартинформ", 2020), и национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 58651.4-2020 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели генерирующего оборудования", утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 24 ноября 2020 г. N 1146-ст (М., "Стандартинформ", 2020). Выполнение требований настоящего абзаца обеспечивается в том числе посредством использования субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии специализированного программно-аппаратного комплекса субъекта оперативно-диспетчерского управления в соответствии с пунктом 3 Правил;";

в) в пункте 7 слова "установленная генерирующая мощность которых в совокупности равна или превышает 5 МВт (с детализацией по отдельным электростанциям, установленная генерирующая мощность каждой из которых равна или превышает 5 МВт)," исключить;

г) в пункте 9 слова "сведения об обеспечении электростанций топливом, о вводе графиков ограничения поставок газа, а также обосновывающие материалы для согласования расчетов неснижаемого нормативного запаса резервного топлива и нормативного запаса аварийного топлива" заменить словами "сведения о наличии топлива на тепловых электростанциях и вводе графиков ограничения поставок газа";

д) пункт 12 изложить в следующей редакции:

"12. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или ином законном основании объектами по производству электрической энергии и (или) объектами электросетевого хозяйства, в отношении комплексов и устройств РЗА которых расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования либо их согласование осуществляются диспетчерскими центрами, представляют в диспетчерские центры:

а) информацию и документы, необходимые для выполнения расчетов и выбора (согласования) параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА;

б) документы и информацию о выполнении заданий диспетчерских центров по настройке устройств РЗА в соответствии с Правилами взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. N 100 [11];

в) информацию (с указанием диспетчерских наименований объектов электроэнергетики, на которых установлены устройства РЗА) об использовании для мониторинга функционирования микропроцессорных устройств РЗА автоматизированной системы мониторинга и анализа функционирования устройств РЗА, обеспечивающей выполнение функций такого мониторинга в соответствии с требованиями Правил технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 13 июля 2020 г. N 555 [12].";

е) дополнить пунктами 17 и 18 следующего содержания:

"17. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или ином законном основании воздушными линиями электропередачи и (или) воздушными участками кабельно-воздушных линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше, относящимися к объектам диспетчеризации, не позднее 24 часов с момента выявления факта образования гололедно-изморозевых отложений, параметры которых соответствуют IV и выше гололедному району в соответствии с требованиями по плавке гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи, утвержденными приказом Минэнерго России от 19 декабря 2018 г. N 1185 [13], представляют в диспетчерские центры следующую оперативную информацию о параметрах гололедообразования на проводах и грозозащитных тросах таких линий электропередачи:

в отношении линий электропередачи или их участков, не оснащенных автоматизированной системой мониторинга гололедообразования, - места образования выявленных гололедно-изморозевых отложений, размеры, толщину стенки, плотность и вид гололедно-изморозевых отложений, скорость ветра и температуру окружающего воздуха в месте их образования;

в отношении линий электропередачи или их участков, оснащенных автоматизированной системой мониторинга гололедообразования, - весовую нагрузку отложений, а также имеющуюся информацию о скорости ветра, температуре и влажности окружающего воздуха в местах установки датчиков мониторинга гололедообразования.

18. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, получившие от диспетчерских центров задания на проведение контрольных или иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения (далее - замеры), представляют в диспетчерские центры информацию по результатам обработки замеров на принадлежащих им объектах электроэнергетики и энергопринимающих устройствах (сетевые организации - также по результатам обработки замеров на технологически присоединенных к электрическим сетям данных сетевых организаций объектах электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций и энергопринимающих устройствах потребителей электрической энергии, организованных в соответствии с пунктом 135 Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. N 442 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, N 23, ст. 3008) с соблюдением форм предоставления информации, указанных в приложении N 9 к Правилам, в следующие сроки:

результаты замеров параметров электрического режима в дни зимних и летних контрольных замеров - в течение 10 рабочих дней с даты проведения соответствующего контрольного замера;

результаты замеров величин нагрузок по присоединениям и энергопринимающим устройствам, подключенным под действие противоаварийной автоматики и (или) включенным в графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), в дни зимних и летних контрольных замеров - ежегодно до 1 сентября отчетного года и до 20 февраля года, следующего за отчетным;

результаты иных замеров - в течение 10 рабочих дней с даты проведения замеров.".

2. В приложении N 1 к Правилам:

а) в подпункте 1.1 пункта 1:

в подпункте "в" слово "маховой" заменить словом "маховый";

дополнить подпунктом "в [1]" следующего содержания:

"

в [1])	момент инерции турбины ($J_{турб}$)	$т \cdot м^2$

";

подпункт "и" изложить в следующей редакции:

"

и)	математическая модель системы регулирования турбины (в отношении турбин, входящих в состав вновь вводимого в эксплуатацию генерирующего оборудования), содержащая:
	структурную схему, выполненную на базе функциональных блоков библиотеки стандартных алгоритмов, разделенную на блоки, реализующие отдельные алгоритмы системы регулирования
	описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления и технологических алгоритмов их работы
	указание принадлежности каждого функционального блока к действующим алгоритмам
	расшифровку названий (сокращений), используемых в моде
	описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления
	численные значения параметров настройки, используемые в модели

";

дополнить подпунктами "л" и "м" следующего содержания:

"

л)	в отношении газотурбинных установок (далее - ГТУ), в том числе входящих в состав парогазовых установок (далее - ПГУ), в дополнение к информации, указанной в подпунктах "а" - "и" настоящего подпункта, должна представляться следующая информация о технических характеристиках ГТУ:	
	тип ГТУ (одновальная, многовальная, в составе ПГУ)	
	диапазон автоматического регулирования ГТУ (для ГТУ в составе ПГУ с одновальной компоновкой не заполняется)	МВт
	максимально допустимая скорость набора (сброса) нагрузки ГТУ	МВт/с
м)	в отношении ПГУ в дополнение к информации, указанной в подпунктах "а" - "и", "л" настоящего подпункта, должна представляться следующая информация о технических характеристиках ПГУ:	
	максимальная располагаемая мощность ПГУ при:	
	находящейся в работе ПТУ и различном составе ГТУ, работающих в составе одной ПГУ	
	выведенной из работы ПТУ и различном составе ГТУ, работающих в составе одной ПГУ	
	максимальная и минимальная мощность ГТУ, работающих в составе одной ПГУ при выведенной из работы ПТУ (для одновальных ПГУ указывается только максимальная мощность ГТУ)	МВт

";

б) в подпункте 1.2 пункта 1:

дополнить подпунктами "в [1] - в [5]" следующего содержания:

"

в [1])	номинальное напряжение	кВ
в [2])	номинальный ток статора	А
в [3])	номинальная мощность (полная) (SH)	МВ А
в [4])	номинальная мощность (активная) (PH)	МВт
в [5])	номинальная мощность (реактивная) (QH)	Мвар

";

подпункт "г" изложить в следующей редакции:

"

г)	номинальная мощность агрегата	МВт

";

дополнить подпунктом "г [1]" следующего содержания:

"

г [1])	потери холостого хода	ΔP_{xx}, ΔQ_{xx}

";

дополнить подпунктом "д [1]" следующего содержания:

"

д [1])	номинальная частота вращения	об./мин

";

в подпункте "ж" слово "маховой" заменить словом "маховый";

дополнить подпунктом "ж [1]" следующего содержания:

"

ж [1])	момент инерции генератора ($J_{ген}$)	т·м^2

";

подпункт "з" после слов "на одном валу с генератором" дополнить словами "(в том числе возбудитель, компрессор, редуктор)";

дополнить подпунктом "з [1]" следующего содержания:

"

з [1])	суммарный момент инерции элементов, расположенных на одном валу с генератором (в том числе возбудитель, компрессор, редуктор), не включая момент инерции турбины (/элемент)	т·м^2

";

в подпункте "с":

строку "реактивные сопротивления" дополнить словом "(ненасыщенные)"; дополнить строкой следующего содержания:

"

переходное по поперечной оси (при наличии) (X'_q)	о.е.

";

в) в подпункте 1.3 пункта 1:

подпункт "б" дополнить строкой следующего содержания:

"

нормальное эксплуатационное состояние каналов стабилизации

";

подпункт "в" дополнить строкой следующего содержания:

"

нормальное эксплуатационное состояние системного стабилизатора

";

г) в подпункте 1.4 пункта 1:

в подпункте "д" слово "маховой" заменить словом "маховый";

дополнить пунктом "д [1]" следующего содержания:

"

д [1])	момент инерции возбудителя (/возб) (за исключением статических тиристорных систем возбуждения)	$т \cdot м^2$

";

дополнить подпунктом "и" следующего содержания:

"

и)	время допустимой перегрузки при двукратном номинальном токе возбуждения	с

";

д) в подпункте 1.5.2 пункта 1:

в подпунктах "г" и "д" слово "маховой" заменить словом "маховый";

дополнить подпунктом "г [1]" следующего содержания:

"

г [1])	момент инерции ветротурбины (при безинверторной схеме подключения к сети) ($J_{турб}$)	$т \cdot м^2$

";

дополнить подпунктом "д [1]" следующего содержания:

"

д [1])	момент инерции агрегата (турбина и генератор) ($J_{агрег}$)	$т \cdot м^2$

";

е) в подпункте 1.5.3 пункта 1:

в подпункте "б" слово "маховой" заменить словом "маховый";

дополнить подпунктом "б [1]" следующего содержания:

"

б [1])	момент инерции ротора генератора ($J_{ген}$)	$т \cdot м^2$

";

ж) пункт 1 дополнить подпунктом 1.5.6 следующего содержания:

"

1.5.6.	Для ВЭУ или их или групп, работающих в составе энергосистемы через один преобразователь постоянного тока или на одно распределительное устройство напряжением 10 кВ и выше:	
а)	"мертвая полоса" первичного регулирования	Гц
б)	статизм первичного регулирования	%

";

з) подпункт 1.6.3 дополнить подпунктами "д" и "е" следующего содержания:

"

д)	"мертвая полоса" первичного регулирования	Гц
е)	статизм первичного регулирования	%

";

и) в подпункте 2.2 пункта 2:

подпункт "а" дополнить строкой следующего содержания:

"место установки (электрическая точка подключения) шунтирующего реактора";

дополнить подпунктом "г [1]" следующего содержания:

"

г [1])	индуктивное сопротивление	Ом

";

дополнить подпунктом "н [1]" следующего содержания:

"

н [1])	диапазон изменения статизма регулирования напряжения (только для управляемых ШР)	%

";

к) подпункт "а" подпункта 2.3 пункта 2 после слов "место установки" дополнить словами "(электрическая точка подключения)";

л) подпункт "а" подпункта 2.4 пункта 2 после слов "место установки" дополнить словами "(электрическая точка подключения)";

м) в подпункте "а" подпункта 2.5 пункта 2 слова "место присоединения" заменить словами "место установки (электрическая точка подключения) токоограничивающего реактора";

н) в подпункте "е" подпункта 2.6 пункта 2 слова "и полное время включения" исключить;

о) в подпункте 2.8 пункта 2:

подпункт "и" после слов "номинальное напряжение КО" дополнить словами "(при наличии нескольких компенсационных обмоток информация приводится по каждой обмотке)";

подпункт "н" после слов "номинальный ток КО" дополнить словами "(при наличии нескольких компенсационных обмоток информация приводится по каждой обмотке)";

подпункт "р" после слов "трансформатора (автотрансформатора)" дополнить словами "(при наличии расщепленных обмоток НН информация приводится по каждой обмотке НН)";

подпункт "т" после слова "переключателя" дополнить словами "(при наличии расщепленных обмоток НН информация приводится по каждой обмотке НН)";

подпункты "х" и "ц" изложить в следующей редакции:

"

х)	режим заземления нейтралей (представляется в диспетчерские центры в соответствии с распределением функций по определению и контролю режима заземления нейтралей силовых трансформаторов высшим классом напряжения 110, 220 кВ между субъектом оперативно-диспетчерского управления и другими субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии)
ц)	схема и группа соединений обмоток

";

в подпункте "ч":

после слов "активное сопротивление обмотки КО" дополнить словами "(при наличии нескольких компенсационных обмоток информация приводится по каждой обмотке)";

после слов "реактивное сопротивление обмотки КО" дополнить словами "(при наличии нескольких компенсационных обмоток информация приводится по каждой обмотке)";

в подпункте "ш":

после слов "способ регулирования напряжения" дополнить словами "(устройство регулирования напряжения под нагрузкой, устройство переключения без возбуждения, вольтодобавочный трансформатор, линейный регулировочный трансформатор)";

слова "режим использования РПН" заменить словами "режим использования устройства регулирования напряжения под нагрузкой";

после слов "место установки" дополнить словами "(электрическая точка подключения)";

п) подпункт 2.9 пункта 2 изложить в следующей редакции:

"

2.9.	Линии электропередачи (далее - ЛЭП)(Данные указываются по каждому из участков (сегментов) ЛЭП, ограниченному точками изменения конфигурации (присоединением к коммутационному аппарату, присоединением ответвления (отпайки) (далее - участок).Для участков, состоящих из частей с разным количеством проводов в фазе, кабельно-воздушных участков, участков, выполненных проводами или кабелем разных марок, разного сечения; участков, состоящих из частей, выполненных с использованием различных типов преобладающих опор; участков с грозозащитными тросами различных марок или с различным количеством грозозащитных тросов или с различными способами заземления грозозащитного троса, а также участков, части которых эксплуатируются различными субъектами электроэнергетики (обособленными подразделениями субъекта электроэнергетики) (далее совместно - "неоднородные участки"), данные указываются по каждой однородной составной части неоднородного участка.При наличии участков параллельного следования с другими ЛЭП (далее - коридор взаимоиндукции) данные представляются для всех ЛЭП коридора взаимоиндукции).	
а)	общие сведения:	
	диспетчерское наименование ЛЭП	
	вид ЛЭП (воздушная, кабельная, кабельно-воздушная)	
	номинальное напряжение, на котором эксплуатируется ЛЭП	кВ
	номинальное напряжение, на которое построена ЛЭП	кВ
	год ввода в эксплуатацию	
	длина ЛЭП	Км
б)	при наличии в составе ЛЭП неоднородных участков - информация об этом с указанием по каждой однородной составной части неоднородного участка (далее - составная часть) уникального в пределах ЛЭП обозначения составной части (номера составной части, номеров опор, ограничивающих составную часть, или иного идентификатора), позволяющего однозначно связать информацию по составной части с ее расположением на схеме (эскизе) ЛЭП (далее - обозначение составной части)	
	при присвоении составным частям ЛЭП номеров отсчет составных частей необходимо начинать от подстанции, которая указана в диспетчерском наименовании ЛЭП первой	
	схема кабельно-воздушной ЛЭП (далее - КВЛ) с указанием:	
	длины от коммутационного аппарата подстанции (далее - ПС), которая указана в диспетчерском наименовании ЛЭП первой (далее - начало ЛЭП) (при расположении кабельной составной части на ответвлении (отпайке) - от коммутационного аппарата ПС, подключенной к ответвлению (отпайке) (далее - отпаечная ПС), до начала кабельной составной части, км	
	длины от конца кабельной составной части до коммутационного аппарата ПС, которая указана в диспетчерском наименовании ЛЭП второй (далее - конец ЛЭП), км	
	номеров опор КВЛ, между которыми расположена кабельная составная часть	
	номеров (наименований) переходных пунктов, ограничивающих кабельную составную часть	
в)	данные по принадлежности участков (составных частей) ЛЭП с указанием по каждому участку (составной части) длины участка (составной части), обозначения составной части, номеров опор, ограничивающих участок (составную часть), обособленного подразделения субъекта электроэнергетики - владельца участка (составной части), осуществляющего эксплуатацию участка (составной части)	
	эскиз ЛЭП, отображающий зоны эксплуатационного обслуживания и границы балансовой принадлежности участков (составных частей) ЛЭП в целом (с указанием номеров опор по границам раздела и длин обслуживаемых составных частей)	
г)	технические данные кабельного участка (составной части) ЛЭП:	
	обозначение составной части	
	номера опор, ограничивающих кабельный участок (составную часть)	
	год ввода в эксплуатацию	
	длина кабельного участка (составной части) с указанием способа прокладки (в трубе, в траншее)	Км
	количество цепей	
	марка кабеля	
	количество параллельных кабелей, которыми выполнен кабельный участок (составная часть)	шт.
	тип кабеля (высокого давления, низкого давления, с изоляцией из сшитого полиэтилена)	
	графическое изображение кабеля в разрезе со следующими обозначениями: D_a - диаметр наружной оболочки кабеля; d - наружный диаметр жилы кабеля; t_o - толщина оболочки кабеля; $t_э$ - толщина экрана; t_i - толщина рабочей изоляции; $t_{пж}$ - толщина полупроводящего покрытия по жиле; $t_{пи}$ - толщина полупроводящего покрытия по изоляции "жила-экран"; $t_{пэ}$ - толщина полупроводящего покрытая по внутренней стороне экрана	
	исполнение кабеля (однофазное/трехфазное)	
	способ прокладки фаз кабеля (горизонтально, вертикально, по вершинам равностороннего треугольника, произвольно)	
	расстояние между центрами фаз (жил) кабеля	мм
	наличие транспозиции экрана кабеля (выполнена/отсутствует)	
	способ заземления экрана кабеля (изолирован/заземлен с одной стороны/заземлен с двух сторон без транспозиции экранов/заземлен с двух сторон и применена транспозиция экранов)	
	материал токоведущей жилы кабеля	
	материал экрана кабеля	
	материал оболочки кабеля	
	тип жилы кабеля (круглая многопроволочная/сегментированная), число секторов жилы (для секторной/сегментированной жилы)	шт.
	сечение жилы кабеля	$мм^2$
	толщина оболочки кабеля	мм
	толщина экрана	мм
	сечение экрана кабеля	$мм^2$
	диаметр наружной оболочки кабеля	мм
	наружный диаметр жилы кабеля	мм
	удельная емкостная проводимость кабеля	мкСм/км
	удельное индуктивное сопротивление кабеля	Ом/км
	удельное сопротивление токоведущей жилы (постоянному току при 20 град. Цельсия), удельное сопротивление экрана (постоянному току при 20 град. Цельсия)	Ом/км
	толщина рабочей изоляции	мм
	толщина алюминиевой ленты для поперечной герметизации	мм
	наибольшее рабочее напряжение	кВ
	рабочая температура жилы и экрана	град. Цельсия
	удельное сопротивление грунта	Ом/км
	относительная диэлектрическая проницаемость изоляции между жилой и экраном, относительная диэлектрическая проницаемость изоляции экрана	о.е.

	толщина полупроводящих покрытий: по жиле, по изоляции "жила-экран", по внутренней стороне экрана	мм
д)	технические данные воздушного участка (составной части) ЛЭП:	
	обозначение составной части	
	номера опор, ограничивающих участок (составную часть) ЛЭП	
	год ввода в эксплуатацию	
	длина воздушного участка (составной части)	
	марка провода, количество проводов в фазе, расстояние между проводами в фазе (мм) в соответствии с пунктом 3.3 формы паспорта воздушной ЛЭП (далее - ВЛ), приведенной в приложении А к национальному стандарту Российской Федерации ГОСТ Р 58087-2018 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Паспорт воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше", утвержденному и введенному в действие приказом Росстандарта от 20 марта 2018 г. N 141-ст (М., "Стандартинформ", 2018) (далее - Паспорт ВЛ)	
	номинальный ток провода	А
	удельное активное сопротивление	Ом/км
	удельное индуктивное сопротивление	Ом/км
	удельная активная проводимость	мкСм/км
	удельная емкостная проводимость	мкСм/км
	удельное сопротивление грозозащитного троса Rуд, Худ постоянному току при Т = 20°С	Ом/км
	номинальный диаметр грозозащитного троса, в том числе грозозащитного троса со встроенным оптическим кабелем (ОКГТ)	мм
	схема заземления грозозащитного троса	
	количество параллельных воздушных составных частей	шт.
е)	паспорт ЛЭП и следующие технические данные по ЛЭП (для ВЛ параметры и поопорная ведомость представляются с учетом Паспорта ВЛ. В случае если предусмотренные настоящим подпунктом параметры ЛЭП содержатся в паспорте ЛЭП, их отдельное предоставление не требуется. В случае если предусмотренные настоящим подпунктом параметры ЛЭП отсутствуют в паспорте ЛЭП, такие параметры представляются в дополнение к паспорту ЛЭП):	
	количество и тип опор, эскизы с указанием геометрических размеров опор	
	поопорная ведомость	
	расстояние от каждой опоры до начала ЛЭП; для опор в составе ответвлений (отпаек) - расстояние от каждой опоры до отпаечной ПС	м
	расстояние от каждой опоры до конца ЛЭП; для опор в составе ответвлений (отпаек) - расстояние от опоры до места ответвления (отпайки)	м
	по каждому пролету ЛЭП:- марка провода в пролете- количество проводов в фазе в пролете- марка грозозащитного троса в пролете- способ заземления грозозащитного троса	
	наличие, места подвески, длина и марка грозозащитного троса, количество грозозащитных тросов	
	количество проводов в тросе и расстояние между проводами в расщепленном грозозащитном тросе, способ и схема его заземления	
	тип и количество изоляторов в поддерживающих гирляндах изоляторов, длина поддерживающих гирлянд изоляторов	
	величина удельной проводимости земли по трассе ЛЭП	Ом х м
	места транспозиции с указанием номеров опор на границах	
	климатические условия по ветру и гололеду по трассе прохождения ЛЭП (районы климатических условий по ветру и гололеду по проекту и районы фактических климатических условий) в соответствии с пунктами 3.8 и 3.9 формы Паспорта ВЛ	
ж)	при наличии участков параллельного следования с другими ЛЭП для каждого коридора взаимоиндукции в виде эскиза:	
	обозначение коридора взаимоиндукции	
	расстояние от начала ЛЭП (при расположении коридора взаимоиндукции на ответвлении (отпайке) - от отпаечной ПС) до начала коридора взаимоиндукции	км
	длина коридора взаимоиндукции с указанием номеров опор, ограничивающих коридор взаимоиндукции	км
	расстояние между осями ЛЭП параллельного следования для воздушных участков, расстояние между центральными фазами (для горизонтальной или вертикальной укладки) или расстояние между центрами трехфазных систем кабелей (для укладки треугольником) параллельных кабельных участков	М
	расположение ЛЭП друг относительно друга (расстояние между осями основной и параллельной ЛЭП (ЛЭП, следующей в одном коридоре взаимоиндукции) указывается со знаком "+", если параллельная ЛЭП (ЛЭП, следующая в одном коридоре взаимоиндукции) расположена справа, и со знаком "-", если параллельная ЛЭП (ЛЭП, следующая в одном коридоре взаимоиндукции) расположена слева от оси рассматриваемой ЛЭП. При определении правого или левого расположения параллельных ЛЭП (ЛЭП, следующих в одном коридоре взаимоиндукции) относительно рассматриваемой ЛЭП необходимо смотреть вдоль ЛЭП со стороны начала ЛЭП)	
	наименования ЛЭП параллельного следования	
	уточненные данные по коридорам взаимоиндукции с другими ЛЭП, предусмотренные настоящим подпунктом, - в случае если ЛЭП, следующие в одном коридоре взаимоиндукции, принадлежат на праве собственности или ином законном основании разным лицам, от таких лиц ранее получены противоречивые данные по параметрам коридора взаимоиндукции ЛЭП, и диспетчерским центром в адрес указанных лиц направлено уведомление о необходимости взаимодействия в целях уточнения и взаимного согласования таких параметров	

";

р) в подпункте 2.10 пункта 2:

наименование изложить в следующей редакции:

"

2.10	Трансформаторы тока (в том числе встроенные)

";

в подпункте "а" слова "место присоединения" заменить словами "место установки (электрическая точка подключения) трансформатора тока";

подпункт "д" дополнить словами "для каждой из вторичных обмоток";

подпункт "е" признать утратившим силу;

подпункт "з" дополнить словами "для каждой из вторичных обмоток";

подпункт "к" дополнить словами "для каждой из вторичных обмоток";

подпункт "л" дополнить словами "для каждой из вторичных обмоток";

подпункт "м" после слов "предельная кратность" дополнить словами "для каждой из";

подпункт "н" признать утратившим силу;

с) в подпункте 2.11 пункта 2:

в подпункте "а" слова "место присоединения" заменить словами "место установки (электрическая точка подключения) измерительного трансформатора напряжения";

подпункт "г" изложить в следующей редакции:

"

г)	номинальное напряжение для каждой из вторичных обмоток	В

";

подпункт "е" дополнить словами "для каждой из вторичных обмоток";

дополнить подпунктом "ж" следующего содержания:

ж)	схема соединения каждой из вторичных обмоток

".

3. В приложении N 3 к Правилам:

а) в разделе 1 слова ", установленная генерирующая мощность которых в совокупности равна или превышает 5 МВт" исключить;

б) раздел 2 после слов "поставщиками и энергосбытовыми организациями" дополнить словами ", а также потребителями - участниками оптового рынка электрической энергии и мощности";

в) раздел 4 признать утратившим силу.

4. В приложении N 4 к Правилам:

а) в разделе 1 наименование графы 14 таблицы изложить в следующей редакции:

"Дата заключения договора на технологическое присоединение/соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту";

б) в разделе 2:

наименование графы 14 таблицы изложить в следующей редакции:

"Дата заключения договора на технологическое присоединение/соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту";

в) дополнить разделом 2 [1] следующего содержания:

"Раздел 2 1. Информация о технологическом присоединении энергопринимающих устройств (объектов электросетевого хозяйства, объектов по производству электрической энергии) максимальной мощностью менее 5 МВт с разбивкой по центрам питания.

"

Наименование организации, осуществляющей технологическое присоединение	Наименование субъекта Российской Федерации	Подстанция (далее - ПС) высшим классом напряжения 110 кВ и выше (существующая либо вновь сооружаемая), к шинам указанного в заявке на технологическое присоединение класса напряжения которой непосредственно присоединяются электросетевые объекты заявителя (далее - центр питания) (указываются диспетчерские наименования центров питания (при отсутствии диспетчерских наименований - наименования, используемые сетевой организацией). В случае если технологическое присоединение ПС заявителя высшим классом напряжения 110 кВ и выше осуществляется путем сооружения отпаек от ЛЭП, заходов ЛЭП, к центрам питания относятся граничные ПС данных ЛЭП. В случае технологического присоединения электростанции к центру питания относится данная электростанция. В случае технологического присоединения электросетевых объектов заявителя к объектам сетевой организации высшим классом напряжения ниже 110 кВ к центру питания относится ПС с высшим классом напряжения 110 кВ и выше, обеспечивающая электроснабжение данных объектов сетевой организации в нормальной схеме электрической сети)	Заключено договоров на технологическое присоединение, включающих технические условия на общую максимальную мощность энергопринимающих устройств, МВт	Расторгнуто договоров на технологическое присоединение, включающих технические условия на общую максимальную мощность энергопринимающих устройств, МВт	Суммарная максимальная мощность энергопринимающих устройств, присоединенных к электрическим сетям в соответствии с договорами на технологическое присоединение за отчетный период, МВт
1	2	3	4	5	6
В том числе технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более 150 кВт:					

Заключено договоров на технологическое присоединение, включающих технические условия на общую максимальную мощность энергетических установок, МВт	Расторгнуто договоров на технологическое присоединение, включающих технические условия на общую максимальную мощность энергетических установок, МВт	Суммарная максимальная мощность энергетических установок, присоединенных к электрическим сетям в соответствии с договорами на технологическое присоединение за отчетный период, МВт
7	8	9

";

5. В приложении N 5 к Правилам:

а) наименование приложения изложить в следующей редакции:

"Сведения
о наличии топлива на тепловых электростанциях и вводе графиков ограничения поставок газа";

б) пункт 3 признать утратившим силу.

6. Дополнить приложением N 9 следующего содержания:

"Приложение N 9
к Правилам предоставления информации,
необходимой для осуществления
оперативно-диспетчерского управления
в электроэнергетике,
утвержденным приказом Минэнерго России
от 13 февраля 2019 г. N 102

Сведения о зафиксированных параметрах электрического режима по данным контрольных и иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения за _____ _____

Наименование организации, представляющей информацию (ее филиала):
Почтовый адрес организации:

Раздел 1. Сведения о зафиксированных параметрах электрического режима по данным контрольных и иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения

Диспетчерское наименование подстанции (электростанции)	Диспетчерское наименование: (авто-) трансформатора, линии электропередачи, генератора, трансформатора напряжения, средства компенсации реактивной мощности	Тип (авто-) трансформатора, генератора. При наличии расщепленной обмотки в скобках указывается ввод НН. Для иного оборудования - "-"	Сторона для (авто-) трансформаторов. Устройство регулирования напряжения под нагрузкой (далее - РПН), устройство переключения без возбуждения (далее - ПБВ), напряжение (U), средство компенсации реактивной мощности. Для линий электропередачи - "-"	Номинальное напряжение сети, кВ	0:00:00			1:00:00			....		
					Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, Мвар	Ток, А	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, Мвар	Ток, А	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, Мвар	Ток А
					Напряжение, кВ			Напряжение, кВ			Напряжение, кВ		
					Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ			Положение РПН, ПБВ		

Требования к представлению сведений о зафиксированных параметрах электрического режима по данным контрольных и иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения:

1. Информация направляется в электронном виде (в формате электронных табличных документов).

2. По результатам контрольных замеров в отношении каждого объекта электроэнергетики с высшим классом напряжения 35 кВ и выше должна передаваться следующая информация:

значения напряжения на всех шинах (раздельно работающих секциях шин) 6 кВ и выше;

значения перетоков активной и реактивной мощности, тока в каждой ЛЭП напряжением 35 кВ и выше, отходящей от шин объекта электроэнергетики;

значения перетоков активной и реактивной мощности, тока в каждой обмотке напряжением 6 кВ и выше всех трансформаторов (автотрансформаторов), включая трансформаторы собственных нужд;

значения напряжения, активной и реактивной мощности генераторов;

значения реактивной и активной мощности, напряжения во всех средствах компенсации реактивной мощности напряжением 6 кВ и выше;

положения переключателей ответвлений устройств регулирования напряжения всех трансформаторов (автотрансформаторов) с высшим номинальным напряжением 20 кВ и выше, а также вольтодобавочных трансформаторов и линейных регулировочных трансформаторов напряжением 6 кВ и выше.

3. Информация представляется за каждый час суток для контрольных замеров и за часы, указанные в задании на проведение замера, для иных замеров.

Фиксируются действующие значения параметров электроэнергетического режима, соответствующие началу каждого из часов суток контрольного или иного замера, если иное не оговорено в задании на проведение замера.

4. Для линий электропередачи, трансформаторов (автотрансформаторов) значения P и Q фиксируются со знаком "+" при направлении перетока мощности от шин объекта электроэнергетики, на котором проводится замер, в линию электропередачи или оборудование, и со знаком "-" при направлении перетока мощности от линии электропередачи или оборудования к шинам объекта электроэнергетики, на котором проводится замер.

Для агрегатов гидроаккумулирующих электростанций значения P фиксируются со знаком "+" при генераторном режиме работы агрегата и со знаком "-" при двигательном режиме работы агрегата.

Для трансформаторов (автотрансформаторов) с высшим номинальным напряжением 35 кВ и выше информация о нагрузке (мощности и токе) заполняется для каждой обмотки. Для трансформаторов с высшим номинальным напряжением ниже 35 кВ, в том числе для трансформаторов собственных нужд, информация о нагрузке (мощности и токе) заполняется только для обмотки высшего напряжения либо для обмотки низшего напряжения при отсутствии измерений в обмотке высшего напряжения.

Для генерирующего оборудования и средств компенсации реактивной мощности значения Q фиксируются со знаком "-" при потреблении реактивной мощности и со знаком "+" при генерации реактивной мощности.

Для отключенных линий электропередачи, трансформаторов (автотрансформаторов), генераторов, средств компенсации реактивной мощности указывается причина отключения: капитальный ремонт (КР), средний ремонт (СР), текущий ремонт (ТР), аварийный ремонт (АР), резерв (РЕЗ), вывод из эксплуатации (ВЭ), консервация (КС), вынужденный простой (ВПр), охранное напряжение (ОхН).

При отсутствии у организации, представляющей информацию, соответствующего оборудования, ставится прочерк "-".

Раздел 2. Сведения о нагрузке потребителей электрической энергии (мощности), включенных в графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), по данным контрольных замеров

Информация представляется в соответствии с разделом 1 приложения N 8 к Правилам разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утвержденным приказом Минэнерго России от 6 июня 2013 г. N 290 (зарегистрирован Минюстом России 9 августа 2013 г., регистрационный N 29348), с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 18 октября 2018 г. N 898 (зарегистрирован Минюстом России 14 ноября 2018 г., регистрационный N 52677) (далее - Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии).

Раздел 3. Сведения о настройке и объемах управляющих воздействий автоматики частотной разгрузки и иных видов противоаварийной автоматики по данным контрольных замеров

Информация представляется в соответствии с разделами 1-4 приложения N 10 к Правилам разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии.

Раздел 4. Контактная информация

Контактная информация	Фамилия, имя, отчество (при наличии)	Должность	Контактный телефон (с кодом города)	Адрес электронной почты (при наличии)
Руководитель организации				
Лицо, ответственное за заполнение формы				

Руководитель _____

(подпись) (Фамилия, имя, отчество (при наличии)

".

---

[10] Зарегистрирован Минюстом России от 3 июня 2019 г., регистрационный N 54824.

[11] Зарегистрирован Минюстом России 14 марта 2019 г., регистрационный N 54037, с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 10 июля 2020 г. N 546 (зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный N 60537), от 13 июля 2020 г. N 556 (зарегистрирован Минюстом России 4 декабря 2020 г., регистрационный N 61282).

[12] Зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г, регистрационный N 60538.

[13] Зарегистрирован Минюстом России 22 января 2019 г., регистрационный N 53476.