

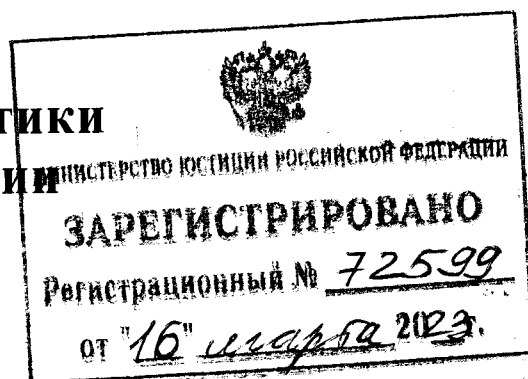


**Министерство энергетики
Российской Федерации**
(Минэнерго России)

П Р И К А З

20.12.2022

Москва



№ 1340

Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике

В соответствии с абзацем четвертым пункта 2 статьи 21 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»¹, абзацем седьмым подпункта «б» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»², подпунктами «а» и «в» пункта 1 и пунктом 2¹ постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»³, подпунктом 4.2.14²¹ пункта 4 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400⁴, п р и к а з ы в а ю:

1. Утвердить прилагаемые Правила предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее – Правила).

¹ Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177; 2022, № 24, ст. 3934.

² Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 34, ст. 5483.

³ Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 11, ст. 1562; 2022, № 18, ст. 3094.

⁴ Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 22, ст. 2577; 2022, № 44, ст. 7581.

2. Установить, что информация, предусмотренная Правилами, предоставляется субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в предусмотренные Правилами сроки:

в части информации, для которой установлена ежемесячная или ежеквартальная периодичность предоставления, впервые в отношении календарного месяца или квартала, предшествующего дню вступления в силу настоящего приказа, соответственно, далее – в соответствии с периодичностью предоставления информации, предусмотренной Правилами;

в части информации, для которой установлена ежегодная периодичность предоставления, впервые в отношении информации за 2022 год, далее – в соответствии с периодичностью предоставления информации, предусмотренной Правилами.

3. Признать утратившими силу:

приказ Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 102 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»⁵;

пункт 2 приказа Минэнерго России от 14 апреля 2022 г. № 325 «О внесении изменений в приказы Минэнерго России от 23 июля 2012 г. № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления» и от 13 февраля 2019 г. № 102 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»⁶.

Министр



Н.Г. Шульгинов

⁵ Зарегистрирован Минюстом России 3 июня 2019 г., регистрационный № 54824.

⁶ Зарегистрирован Минюстом России 2 июня 2022 г., регистрационный № 68710.

Утверждены
приказом Минэнерго России
от 20.12.2022 № 1340

ПРАВИЛА
предоставления информации, необходимой для осуществления
оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике

1. Настоящие Правила предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее – Правила), определяют порядок предоставления субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии в диспетчерские центры системного оператора электроэнергетических систем России (далее – системный оператор), а в период до 31 декабря 2023 г. включительно – также в диспетчерские центры субъектов оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах документов и информации, необходимых системному оператору и субъектам оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (далее совместно именуются «субъект оперативно-диспетчерского управления») для осуществления деятельности по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, включая выполнение функций, возложенных на субъекта оперативно-диспетчерского управления законодательством Российской Федерации об электроэнергетике (далее – осуществление оперативно-диспетчерского управления, информация соответственно), объем, формы, форматы и сроки предоставления такой информации.

Начиная с 1 января 2024 г. под субъектом оперативно-диспетчерского управления и диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления для целей Правил понимаются только системный оператор и диспетчерские центры системного оператора.

2. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского

управления информацию в соответствии с пунктами 7 – 36 Правил.

При предоставлении в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления иных документов и информации, необходимых для осуществления оперативно-диспетчерского управления, в том числе в соответствии с нормативными правовыми актами, устанавливающими требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, утверждаемыми Минэнерго России в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»¹, и (или) постановлением Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»², должны соблюдаться требования, предусмотренные пунктами 3 – 5 Правил, если иные требования к порядку передачи информации не установлены такими нормативными правовыми актами.

3. Информация предоставляется субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии субъекту оперативно-диспетчерского управления на русском языке в письменном виде на бумажном носителе или в электронной форме с использованием факсимильной, электронной или иных средств связи, позволяющих установить, что информация (носитель такой информации) направлена уполномоченным лицом, если иной способ и формат предоставления информации не установлен Правилами.

В случае предоставления информации в письменном виде на бумажном носителе или в электронной форме в нередактируемом формате соответствующая информация дополнительно направляется на адрес электронной почты диспетчерского центра

¹ Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 34, ст. 5483; 2021, № 6, ст. 985.

² Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 11, ст. 1562; 2022, № 44, ст. 7581.

субъекта оперативно-диспетчерского управления, определенного в соответствии с пунктом 5 Правил, в виде электронных файлов с расширением «doc», «docx», «xls», «xlsx» или ином редактируемом формате, поддерживаемом программным обеспечением, включенным в единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных в соответствии с Правилами формирования и ведения единого реестра российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных и единого реестра программ для электронных вычислительных машин и баз данных из государств - членов Евразийского экономического союза, за исключением Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2015 г. № 1236³.

4. 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.

В случае использования субъектом оперативно-диспетчерского управления для сбора и обработки информации сайта субъекта оперативно-диспетчерского управления в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» или специализированного раздела такого сайта (далее – интернет-портал) предоставление субъекту оперативно-диспетчерского управления информации осуществляется посредством заполнения в электронном виде форм предоставления

³ Собрание законодательства Российской Федерации, 2015, № 47, ст. 6600; 2023, № 1, ст. 272.

информации на указанном интернет-портале или размещения на интернет-портале электронного документа, созданного субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии с использованием иного программного обеспечения (иных средств автоматизации), с соблюдением установленных субъектом оперативно-диспетчерского управления технических требований и формата предоставления информации. Возможность доступа к интернет-порталу для передачи информации предоставляется субъектом оперативно-диспетчерского управления на безвозмездной основе.

Состав информации в электронных формах специализированного программно-аппаратного комплекса или интернет-портала, указанных в абзацах первом и втором настоящего пункта, должен соответствовать составу информации в формах предоставления информации, предусмотренных Правилами. Визуальное отображение информации в электронных формах специализированного программно-аппаратного комплекса или интернет-портала может не соответствовать отображению информации в форме предоставления информации, предусмотренной Правилами.

В указанных в абзацах первом и втором настоящего пункта случаях для подписания документов, идентификации лиц, осуществляющих публикацию или размещение документа (информации), изменение электронной версии документа, ознакомление с документом (информацией), может использоваться простая электронная подпись или усиленная неквалифицированная электронная подпись в соответствии с Федеральным законом от 6 апреля 2011 г. № 63-ФЗ «Об электронной подписи»⁴. Документ или информация в электронной форме, подписанные (подтвержденные) простой или усиленной неквалифицированной электронной подписью, признаются равнозначными документу (информации) на бумажном носителе, подписанным собственноручной подписью. Субъект оперативно-диспетчерского управления или уполномоченное им лицо, создающее ключ простой электронной подписи, и лицо, подписывающее электронный документ с использованием ключа простой электронной подписи, обязаны соблюдать его

⁴ Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, № 15, ст. 2036; 2023, № 1, ст. 16.

конфиденциальность.

5. Предоставление в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления информации осуществляется обособленными подразделениями (филиалами) субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, осуществляющими деятельность в операционных зонах таких диспетчерских центров, а в случае отсутствия у них обособленных подразделений – субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.

Субъекты электроэнергетики, потребители электрической энергии предоставляют информацию в отношении объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок, входящих в их состав оборудования и устройств, в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления, к объектам диспетчеризации которого относятся или в операционной зоне которого расположены соответствующие объекты электроэнергетики, энергопринимающие установки, за исключением случаев, когда субъектом оперативно-диспетчерского управления определен иной диспетчерский центр, уполномоченный на получение соответствующей информации.

Субъект оперативно-диспетчерского управления обязан разместить сведения о том, какие его диспетчерские центры уполномочены на получение информации, предусмотренной Правилами, в открытом доступе на своем официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» не позднее 30 календарных дней с даты вступления в силу Правил.

6. Минэнерго России обеспечивает субъекту оперативно-диспетчерского управления доступ к информации в случае, если аналогичная по содержанию, степени детализации, периодичности и срокам предоставления информация направлялась субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии, органами государственной власти в Минэнерго России в обязательном порядке в соответствии с перечнем информации, предоставляемой субъектами электроэнергетики, порядком предоставления информации субъектами электроэнергетики и формами предоставления информации субъектами электроэнергетики, утвержденными

приказом Минэнерго России от 23 июля 2012 г. № 340⁵ (далее – приказ Минэнерго России от 23 июля 2012 г. № 340), или Федеральным законом от 3 декабря 2011 г. № 382-ФЗ «О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса»⁶.

Системный оператор также вправе использовать при осуществлении оперативно-диспетчерского управления сведения, полученные им от субъектов электроэнергетики в соответствии с порядком предоставления информации субъектами электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России от 23 июля 2012 г. № 340, и представляемые системным оператором в соответствии с указанным порядком в Минэнерго России.

Субъект оперативно-диспетчерского управления обеспечивает Минэнерго России доступ к информации, необходимой для реализации возложенных на Минэнерго России полномочий, в случае, если аналогичная по содержанию, степени детализации, периодичности и срокам предоставления информация направлялась субъектами электроэнергетики субъекту оперативно-диспетчерского управления в обязательном порядке в соответствии с Правилами.

7. В период до 31 декабря 2023 г. включительно субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами электроэнергетики и (или) энергопринимающими устройствами, функционирующими в составе технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, предоставляют информацию в соответствии с Правилами в диспетчерские центры субъектов оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, а также в тестовом режиме в диспетчерские центры

⁵ Зарегистрирован Минюстом России 6 сентября 2012 г., регистрационный № 25386, с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 15 июня 2016 г. № 534 (зарегистрирован Минюстом России 30 августа 2016 г., регистрационный № 43493), от 26 декабря 2016 г. № 1404 (зарегистрирован Минюстом России 10 апреля 2017 г., регистрационный № 46311), от 20 декабря 2017 г. № 1194 (зарегистрирован Минюстом России 13 февраля 2018 г., регистрационный № 50023), от 8 февраля 2019 г. № 80 (зарегистрирован Минюстом России 6 марта 2019 г., регистрационный № 53968), от 16 августа 2019 г. № 865 (зарегистрирован Минюстом России 8 ноября 2019 г., регистрационный № 56457), от 29 декабря 2020 г. № 1206 (зарегистрирован Минюстом России 29 января 2021 г., регистрационный № 62280), от 14 апреля 2022 г. № 325 (зарегистрирован Минюстом России 2 июня 2022 г., регистрационный № 68710).

⁶ Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, № 49, ст. 7060; 2022, № 24, ст. 3934.

системного оператора.

Начиная с 1 января 2024 г. указанные в абзаце первом настоящего пункта субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии предоставляют информацию только в диспетчерские центры системного оператора.

8. В период до 31 декабря 2023 г. включительно субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах предоставляют в диспетчерские центры системного оператора информацию, полученную ими от субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, не позднее 5 рабочих дней с даты получения такой информации.

В указанный в абзаце первом настоящего пункта период субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, совмещающие деятельность по производству и купле-продаже (поставке) электрической энергии и (или) передаче электрической энергии с деятельностью по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, предоставляют информацию о принадлежащих им на праве собственности или на ином законном основании объектах электроэнергетики в диспетчерские центры системного оператора в соответствии с требованиями, установленными Правилами для иных субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии.

9. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, 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 электростанциям, установленная генерирующая мощность каждой из которых равна или превышает 5 МВт), и (или) объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 110 кВ и выше, а также субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании иными объектами по производству электрической энергии и (или) объектами электросетевого хозяйства в случае, если такие объекты или их

оборудование относятся к объектам диспетчеризации, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления:

а) нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики на предстоящий период, разработанные, согласованные с субъектом оперативно-диспетчерского управления и утвержденные субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии в соответствии с требованиями к графическому исполнению нормальных (временных нормальных) схем электрических соединений объектов электроэнергетики и порядку их согласования с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от 16 августа № 854⁷ (далее – требования к графическому исполнению схем), в следующие сроки:

ежегодно до 1 января;

при реконструкции (техническом перевооружении, модернизации) объектов электроэнергетики, вводе в эксплуатацию (выводе из эксплуатации) электротехнического или энергетического оборудования, изменении диспетчерских наименований отходящих линий электропередачи, электротехнического или энергетического оборудования объекта электроэнергетики или наличии иных оснований, требующих разработки новой (актуализации) нормальной схемы электрических соединений объекта электроэнергетики, – не позднее 3 рабочих дней со дня утверждения такой схемы;

б) временные нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, разработанные, согласованные с субъектом оперативно-диспетчерского управления и утвержденные субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии в соответствии с требованиями к графическому исполнению схем, – перед началом этапа строительства (реконструкции, модернизации, технического перевооружения) объекта электроэнергетики, но не позднее представления в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления комплексной программы ввода в работу новых

⁷ Зарегистрирован Минюстом России 5 декабря 2019 г., регистрационный № 56709.

(реконструированных, модернизированных) линий электропередачи, электротехнического или энергетического оборудования;

в) нормальные схемы электрических соединений основной электрической сети сетевой организации (включая линии электропередачи и оборудование объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 110 кВ) с обозначением типов оборудования и нормального состояния коммутационных аппаратов в следующие сроки:

ежегодно до 1 января;

при реконструкции (техническом перевооружении, модернизации) объектов электроэнергетики – в течение 3 рабочих дней со дня пересмотра и утверждения указанных схем в новой редакции;

г) схемы организации каналов телефонной связи для оперативных переговоров, передачи телеметрической информации и иной технологической информации, используемой для задач оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, передачи команд дистанционного управления – ежегодно до 31 января;

д) списки работников, допущенных к производству переключений и ведению оперативных переговоров (включая оперативный персонал и работников из числа административно-технического и ремонтного персонала, которым предоставлены права оперативного персонала), работников, уполномоченных выдавать разрешение на деблокирование при неисправности оперативной блокировки, и работников из числа оперативного и административно-технического персонала, имеющих право подачи и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, – отдельно по каждому объекту электроэнергетики (электростанции, подстанции), оборудование и устройства которого отнесены к объектам диспетчеризации, а также отдельно по каждому центру управления сетями, центру управления ветровыми (солнечными) электростанциями, структурному подразделению потребителя электрической энергии, созданному для осуществления функций оперативно-технологического управления, в том числе функций технологического управления и ведения, в отношении принадлежащих ему

объектов электросетевого хозяйства, в случае если линии электропередачи и (или) оборудование и устройства, находящиеся в технологическом управлении и ведении таких центров управления или структурных подразделений, относятся к объектам диспетчеризации, в следующие сроки:

ежегодно до 1 января;

по мере изменения указанных списков – не позднее, чем за 1 рабочий день до ввода в действие изменений, внесенных в такие списки (до допуска таких работников к самостоятельной работе);

е) списки работников, уполномоченных представлять в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления оперативную информацию об авариях в электроэнергетике и нештатных ситуациях на объектах электроэнергетики, в следующие сроки:

ежегодно до 1 января;

по мере изменения указанных списков – не позднее чем за 1 рабочий день до вступления в силу изменений, внесенных в такие списки;

ж) данные автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии, а также данные технического учета электрической энергии – в порядке и сроки, установленные договором о присоединении к торговой системе оптового рынка и (или) договорами возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, соглашениями о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы) (далее – соглашения о технологическом взаимодействии).

10. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления информацию о параметрах и характеристиках принадлежащих им на праве собственности или на ином законном основании:

линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше, оборудования классом напряжения 110 кВ и выше, входящего в состав объектов электросетевого

хозяйства и (или) объектов по производству электрической энергии;

линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и ниже, оборудования классом напряжения 110 кВ и ниже, входящего в состав объектов электросетевого хозяйства и (или) объектов по производству электрической энергии, - в случае если такие линии электропередачи или оборудование относятся к объектам диспетчеризации;

генерирующего оборудования, входящего в состав объектов по производству электрической энергии, установленная мощность которых составляет 5 МВт или более;

линий электропередачи, трансформаторов, токоограничивающих реакторов, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и коммутационных аппаратов, не указанных в абзацах втором и третьем настоящего пункта, через которые осуществляется связь генерирующего оборудования с электрической сетью напряжением 110 кВ и выше и (или) которые обеспечивают выдачу мощности объекта по производству электрической энергии установленной генерирующей мощностью 5 МВт или более в электрическую сеть напряжением 110 кВ и выше (за исключением указанных в настоящем абзаце линий электропередачи и оборудования, входящих в состав ветровых и солнечных электростанций или обеспечивающих выдачу мощности таких электростанций);

преобразователей в составе ветровых и солнечных электростанций, установленная генерирующая мощность которых составляет 5 МВт или более.

Информация, указанная в абзацах первом – шестом настоящего пункта, представляется в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в соответствии с перечнем параметров и характеристик, приведенным в таблице приложения № 1 к Правилам, с соблюдением форм предоставления информации, указанных в приложении № 2 к Правилам, в следующие сроки:

ежегодно до 1 апреля года, следующего за отчетным календарным годом;

при планируемом вводе в работу вновь построенных (реконструированных, модернизированных, технически перевооруженных) объектов электроэнергетики, входящего в их состав оборудования – за 6 месяцев до предполагаемой даты ввода

в работу соответствующих линий электропередачи, оборудования или в иной согласованный субъектом оперативно-диспетчерского управления срок в зависимости от сложности вводимого объекта электроэнергетики, но не позднее чем за 2 месяца до предполагаемой даты ввода в работу таких линий электропередачи, оборудования;

не позднее 3 рабочих дней после изменения параметров и (или) характеристик линий электропередачи, оборудования (в том числе определения значений параметров и характеристик или уточнения их значений по сравнению с ранее предоставленными предварительными (проектными и справочными) данными по результатам испытаний при вводе новых (реконструированных, модернизированных, технически перевооруженных) объектов электроэнергетики или входящего в их состав оборудования в работу) с указанием причин изменений.

В случае отсутствия за прошедший отчетный период изменений параметров и характеристик линий электропередачи, оборудования объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства, указанных в приложении № 1 к Правилам, субъект электроэнергетики или потребитель электрической энергии подтверждает актуальность ранее представленной в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления информации посредством направления письма за подписью руководителя или иного уполномоченного на осуществление таких действий лица субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии, за исключением случаев, указанных в абзаце тринадцатом настоящего пункта Правил.

При изменении части параметров или характеристик линий электропередачи, оборудования из числа указанных в приложении № 1 к Правилам информация предоставляется только в части произошедших изменений.

Предоставление в срок до 1 апреля 2024 г. информации о параметрах и характеристиках линий электропередачи, оборудования объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства в формате, предусмотренном пунктом 14 Правил, осуществляется однократно в полном объеме, определяемом в соответствии с приложениями № 1 и № 2 к Правилам.

11. Юридические и физические лица, имеющие намерение осуществить технологическое присоединение к электрическим сетям объекта электроэнергетики или энергопринимающего устройства (далее – заявители), которые в соответствии с требованиями Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861⁸ (далее – Правила технологического присоединения), и Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденных приказом Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195⁹ (далее – Правила разработки и согласования схем выдачи мощности и схем внешнего электроснабжения), обязаны разрабатывать схемы выдачи мощности объектов по производству электрической энергии (далее – схема выдачи мощности) или схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (далее – схема внешнего электроснабжения), предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в отношении объектов электроэнергетики и (или) входящего в их состав оборудования, соответствующих критериям, указанным в абзацах втором – шестом пункта 10 Правил, информацию об их планируемых параметрах и характеристиках, указанных в таблице приложения № 3 к Правилам.

Информация, указанная в абзаце первом настоящего пункта Правил, предоставляется:

заявителями, указанными в абзаце первом настоящего пункта Правил, как в отношении планируемых ими к технологическому присоединению к электрической сети объектов электроэнергетики, энергопринимающих устройств,

⁸ Собрание законодательства Российской Федерации, 2014, № 52, ст. 5525; официальный интернет-портал правовой информации (www.pravo.gov.ru), 2023, 23 января, № 0001202301230025.

⁹ Зарегистрирован Минюстом России 27 апреля 2021 г., регистрационный № 63248, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 6 декабря 2022 г. № 1286 (зарегистрирован Минюстом России 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920).

так и в отношении объектов электроэнергетики (в том числе объектов электроэнергетики сетевой организации или третьих лиц), технические решения по строительству, реконструкции, модернизации которых для обеспечения технической возможности технологического присоединения объекта заявителя предусмотрены схемой выдачи мощности или схемой внешнего электроснабжения;

на основании технических решений, параметров и характеристик, предусмотренных схемой выдачи мощности или схемой внешнего электроснабжения, согласованной и утвержденной в соответствии с Правилами разработки и согласования схем выдачи мощности и схем внешнего электроснабжения;

не позднее 10 рабочих дней с даты заключения с сетевой организацией в отношении соответствующего объекта электроэнергетики, энергопринимающего устройства договора об осуществлении технологического присоединения к электрической сети, а в случае технологического присоединения к объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети по индивидуальному проекту – в течение 10 рабочих дней с даты заключения соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по индивидуальному проекту.

12. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в отношении планируемых к строительству (реконструкции, модернизации, техническому перевооружению) объектов электроэнергетики и (или) входящего в их состав оборудования, соответствующих критериям, указанным в абзацах втором – шестом пункта 10 Правил, информацию об их проектных параметрах и характеристиках, указанных в таблице приложения № 3 к Правилам.

Информация, указанная в абзаце первом настоящего пункта Правил, предоставляется:

не позднее 10 рабочих дней с даты получения положительного заключения по результатам экспертизы проектной документации (в случае, если в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности проектная документация подлежит экспертизе) или утверждения проектной

документации на строительство (реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение) объекта электроэнергетики (в случае, если в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности экспертиза проектной документации не требуется);

на основании технических решений, параметров и характеристик объекта электроэнергетики, входящего в его состав оборудования, предусмотренных проектной документацией на строительство (реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение) такого объекта электроэнергетики, указанной в абзаце третьем настоящего пункта.

13. Начиная с 1 января 2024 г. предоставление в диспетчерские центры системного оператора информации, предусмотренной пунктами 10 – 12 Правил, должно осуществляться с указанием в отношении каждого объекта электроэнергетики, каждой единицы оборудования машиночитаемого уникального идентификатора mRID, присвоенного в соответствии с Правилами формирования и поддержания в актуальном состоянии цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем для целей перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2557¹⁰ (далее – Правила формирования и поддержания в актуальном состоянии информационных и расчетных моделей энергосистем).

В случае если в соответствии с Правилами формирования и поддержания в актуальном состоянии информационных и расчетных моделей энергосистем присвоение идентификатора mRID в отношении определенного объекта электроэнергетики, оборудования относится к функциям системного оператора, субъект электроэнергетики, потребитель электрической энергии первично предоставляет информацию о параметрах и характеристиках такого объекта электроэнергетики, оборудования с указанием присвоенного указанным субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии идентификатора mRID.

¹⁰ Официальный интернет-портал правовой информации (www.pravo.gov.ru), 2023, 23 января, № 0001202301230022.

При получении от системного оператора информации о присвоении им соответствующему объекту электроэнергетики, оборудованию иного значения идентификатора mRID в последующем предоставление в диспетчерские центры системного оператора информации в отношении такого объекта электроэнергетики, оборудования должно осуществляться с указанием идентификатора mRID, присвоенного системным оператором.

При получении от системного оператора информации об акцептовании им значения идентификатора mRID, указанного субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии при первичном предоставлении информации, такой идентификатор mRID признается присвоенным системным оператором и подлежит использованию при последующем предоставлении информации в соответствии с Правилами.

14. Начиная с 1 января 2024 г. предоставление в диспетчерские центры системного оператора информации, предусмотренной пунктами 10 – 12 Правил, должно осуществляться:

в формате, соответствующем требованиям раздела 5 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.1-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Основные положения»¹¹ и приложения А к указанному национальному стандарту;

в соответствии с профилями информационной модели, определенными разделами 4 – 6 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.2-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Базисный профиль информационной модели»¹² (далее – ГОСТ Р 58651.2-2019) и приложениями А – В к ГОСТ Р 58651.2-2019, разделами 4 – 6 национального стандарта Российской

¹¹ Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 12 ноября 2019 г. № 1103-ст (М., «Стандартинформ», 2019), с изменением № 1, утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 29 декабря 2022 г. № 1684-ст (М., «Стандартинформ», 2023).

¹² Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 12 ноября 2019 г. № 1104-ст (М., «Стандартинформ», 2019), с изменением № 1, утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 29 декабря 2022 г. № 1685-ст (М., «Стандартинформ», 2023).

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»¹³ (далее – ГОСТ Р 58651.3-2020) и приложениями А и Б к ГОСТ Р 58651.3-2020, а также разделами 4 – 6 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.4-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели генерирующего оборудования»¹⁴ (далее – ГОСТ Р 58651.4-2020) и приложением А к ГОСТ Р 58651.4-2020.

Выполнение требований настоящего пункта обеспечивается в том числе посредством использования субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии специализированного программно-аппаратного комплекса или интернет-портала субъекта оперативно-диспетчерского управления в соответствии с пунктом 4 Правил.

Требования абзаца первого настоящего пункта Правил не применяются в отношении параметров и характеристик, указанных в подпункте «к» подпункта 1.1 и подпункте «б» подпункта 1.3 пункта 1, подпункте «ф» подпункта 2.2, подпункте «к» подпункта 2.3, подпункте «т» подпункта 2.4 пункта 2 и подпункте «в» пункта 3 таблицы приложения № 1 к Правилам, а также в случае, когда в соответствии с приложением № 1 к Правилам требуется предоставление информации в виде графического изображения или схемы (эскиза).

15. При вводе в работу новых (реконструированных, модернизированных, технически перевооруженных) объектов по производству электрической энергии и (или) объектов электросетевого хозяйства, нового (модернизированного) оборудования субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, указанные в пункте 9 Правил, предоставляют в диспетчерские центры субъекта

¹³ Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 24 ноября 2020 г. № 1145-ст (М., «Стандартинформ», 2020), с изменением № 1, утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 29 декабря 2022 г. № 1686-ст (М., «Стандартинформ», 2023).

¹⁴ Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 24 ноября 2020 г. № 1146-ст (М., «Стандартинформ», 2020), с изменением № 1, утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 29 декабря 2022 г. № 1687-ст (М., «Стандартинформ», 2023).

оперативно-диспетчерского управления:

а) укрупненный график ввода в работу нового (реконструированного, модернизированного, технически перевооруженного) объекта по производству электрической энергии и (или) объекта электросетевого хозяйства, нового (модернизированного) оборудования, предусматривающий основные этапы выполнения строительно-монтажных, пусконаладочных работ на объекте (объектах) электроэнергетики и планируемые сроки включения в работу линий электропередачи и оборудования, номинальное напряжение которых составляет 110 кВ и выше, и комплексов противоаварийной автоматики, относящихся к объектам диспетчеризации, – за 6 месяцев до предполагаемой даты ввода в работу соответствующего объекта электроэнергетики (очереди строительства (реконструкции), пускового комплекса), оборудования, комплекса противоаварийной автоматики или в иной согласованный с субъектом оперативно-диспетчерского управления срок в зависимости от сложности вводимого объекта электроэнергетики (очереди, пускового комплекса), но не позднее чем за 2 месяца до предполагаемой даты ввода их в работу или проведения комплексного опробования;

б) документ, подписанный уполномоченным лицом субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии, подтверждающий готовность к вводу в работу (постановке под напряжение, включению под нагрузку, проведению пробного пуска (для генерирующего оборудования) новых, реконструированных, модернизированных линий электропередачи, оборудования, включая успешное проведение индивидуальных и функциональных испытаний, проведение проверки и реализацию настройки устройств (комплексов) релейной защиты и автоматики (далее – РЗА) и их готовность к вводу в работу, обеспеченность вводимого объекта необходимой инструктивной и оперативной документацией и персоналом, – до подачи субъектом электроэнергетики или потребителем электрической энергии в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления диспетчерской заявки на ввод в работу новой (реконструированной, модернизированной) линии электропередачи или нового (реконструированного, модернизированного) оборудования, постановку их под нагрузку (в том числе для

целей проведения испытаний), проведение пробного пуска и связанную с ними подачу рабочего напряжения;

в) копию разрешения (разрешений) на допуск в эксплуатацию энергопринимающих установок потребителя электрической энергии, объекта по производству электрической энергии и (или) объекта электросетевого хозяйства (далее – разрешение на допуск), выданного органом федерального государственного энергетического надзора, а при проведении пробных пусков и комплексных испытаний генерирующего оборудования, комплексного опробования или иных испытаний линий электропередачи, оборудования вновь вводимого (реконструированного, модернизированного, технически перевооруженного) объекта электроэнергетики в рамках пусконаладочных работ – копию временного разрешения на допуск соответствующих энергоустановок на период пусконаладочных работ, выданного органом федерального государственного энергетического надзора, – в сроки, указанные в подпункте «б» настоящего пункта Правил, если получение такого разрешения (временного разрешения) на допуск требуется в соответствии с Правилами выдачи разрешений на допуск в эксплуатацию энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 января 2021 г. № 85¹⁵, за исключением следующих случаев:

замена на объекте электроэнергетики трансформаторного оборудования или средств компенсации реактивной мощности без изменения их мощности и схемы подключения;

замена на объекте электроэнергетики выключателей, трансформаторов тока и напряжения, разъединителей без изменения схемы подключения;

замена отдельных опор, участков линии электропередачи и (или) отдельных элементов линии электропередачи без изменения схемы подключения;

¹⁵ Собрание законодательства Российской Федерации, 2021, № 6, ст. 984; 2022, № 1, ст. 193. Данное постановление действует до 1 января 2027 г.

установка новых и замена существующих устройств РЗА, средств диспетчерского и технологического управления, создание и модернизация автоматизированных систем технологического управления или автоматизированных систем управления технологическими процессами объекта электроэнергетики.

16. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии, в случаях технологического присоединения объектов по производству электрической энергии к электроэнергетической системе и (или) изменения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования таких объектов предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления акты об общесистемных технических параметрах и характеристиках генерирующего оборудования в соответствии с Правилами проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования, утвержденными приказом Минэнерго России от 11 февраля 2019 г. № 90¹⁶, с приложением копий следующих подтверждающих документов:

а) технических паспортов или иных документов, содержащих паспортные данные генерирующего оборудования;

б) для объектов по производству электрической энергии, технологически присоединяемых к электрическим сетям или установленная генерирующая мощность которых увеличивается в результате ввода в эксплуатацию (реконструкции, модернизации) основного энергетического оборудования, - акта о выполнении технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям, акта о результатах комплексного опробования вышеуказанного оборудования, акта приемки законченного строительством генерирующего объекта, разрешения на ввод объекта в эксплуатацию, полученного в соответствии с градостроительным законодательством Российской Федерации, а также разрешения органа федерального государственного энергетического надзора на допуск в эксплуатацию

¹⁶ Зарегистрирован Минюстом России 28 марта 2019 г., регистрационный № 54200, с учетом изменений, внесенных приказом Минэнерго России от 20 октября 2020 г. № 917 (зарегистрирован Минюстом России 17 декабря 2020 г., регистрационный № 61530).

соответствующих энергоустановок;

в) для объектов по производству электрической энергии, установленная генерирующая мощность которых увеличивается в результате перемаркировки основного энергетического оборудования, - документов, указанных в подпункте «б» настоящего пункта (в случае если ранее такие документы не предоставлялись в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления), и заявления собственника или иного законного владельца перемаркируемого оборудования, подтверждающего возможность длительной эксплуатации оборудования с повышенной мощностью при нормальных условиях (номинальных параметрах).

17. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии, гарантирующие поставщики, энергосбытовые организации, потребители электрической энергии – участники оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – оптовый рынок), организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, иные собственники и законные владельцы объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, территориальные сетевые организации, а также иные собственники и законные владельцы линий электропередачи, пересекающих границу субъекта Российской Федерации, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления показатели фактического баланса электрической энергии по субъектам электроэнергетики по форме, установленной приложением № 4 к Правилам, в следующие сроки:

ежедневно до 7:00 местного времени суток, следующих за отчетными;

ежемесячно до 7 числа месяца, следующего за отчетным.

В случае, если договором о присоединении к торговой системе оптового рынка в отношении организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью установлена иная форма ежедневного предоставления системному оператору информации о показателях фактического баланса

электрической энергии, организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью вправе предоставлять системному оператору указанную в абзаце первом настоящего пункта информацию по такой форме с соблюдением срока ее ежедневного предоставления, установленного абзацем вторым настоящего пункта.

18. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании тепловыми электростанциями, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 25 МВт (с детализацией по отдельным электростанциям, установленная генерирующая мощность каждой из которых равна или превышает 25 МВт), а также иные субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, генерирующее оборудование тепловых электростанций которых отнесено к объектам диспетчеризации, и установленная генерирующая мощность которого равна или превышает 5 МВт, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления сведения о наличии топлива на тепловых электростанциях и вводе графиков ограничения поставок газа в сроки и объеме, предусмотренные приложением № 5 к Правилам.

19. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании гидроэлектростанциями, установленная генерирующая мощность которых в совокупности равна или превышает 5 МВт (с детализацией по каждой гидроэлектростанции, установленная генерирующая мощность которой равна или превышает 5 МВт), предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления:

а) водно-энергетические показатели работы гидроэлектростанций – ежедневно до 8:30 московского времени суток, следующих за отчетными, по форме, установленной приложением № 6 к Правилам;

б) сведения о текущих запасах воды в основных водохранилищах гидроэлектростанций – ежедневно до 10:00 московского времени суток, следующих за отчетными, по форме, установленной приложением № 7 к Правилам;

в) справочную информацию о запасах воды в основных водохранилищах гидроэлектростанций – ежегодно до 10 декабря по форме, установленной приложением № 8 к Правилам.

20. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании линиями электропередачи, оборудованием и устройствами объектов электроэнергетики, относящимися к объектам диспетчеризации, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в режиме реального времени:

а) телеметрическую информацию (телеизмерения и телесигнализацию) о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии объектов диспетчеризации в соответствии с перечнем точек измерения и требованиями к объему и составу указанной информации, установленными субъектом оперативно-диспетчерского управления в соответствии с пунктом 53 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937¹⁷, Правилами недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861¹⁸ (далее – Правила недискриминационного доступа), или условиями договоров возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и соглашений о технологическом взаимодействии;

б) информацию от низовых устройств централизованных систем противоаварийной автоматики, необходимую для функционирования этих систем, информацию с терминалов автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности, необходимую для функционирования центральной координирующей и централизованных систем автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности, а также информацию систем мониторинга переходных режимов энергосистемы - в соответствии с требованиями

¹⁷ Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 34, ст. 5483; 2021, № 6, ст. 985.

¹⁸ Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52 (часть 2), ст. 5525; 2009, № 9, ст. 1103.

к объему и составу указанной информации, установленными субъектом оперативно-диспетчерского управления в соответствии с Правилами недискриминационного доступа или условиями договоров возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и соглашений о технологическом взаимодействии.

21. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на 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, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления:

а) информацию и документы, необходимые для выполнения расчетов и выбора (согласования) параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования 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. № 100¹⁹ (далее – Правила взаимодействия при настройке устройств релейной защиты и автоматики);

б) документы и информацию о выполнении заданий диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления по настройке устройств РЗА в соответствии с Правилами взаимодействия при настройке устройств релейной защиты и автоматики;

в) информацию (с указанием диспетчерских наименований объектов электроэнергетики, на которых установлены устройства РЗА) об использовании для мониторинга функционирования микропроцессорных устройств РЗА

¹⁹ Зарегистрирован Минюстом России 14 марта 2019 г., регистрационный № 54037, с учетом изменений, внесенных приказами Минэнерго России от 10 июля 2020 г. № 546 (зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный № 60537), от 13 июля 2020 г. № 556 (зарегистрирован Минюстом России 4 декабря 2020 г., регистрационный № 61282).

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. № 555²⁰, – до 10 июля отчетного года и до 10 января года, следующего за отчетным периодом.

22. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, указанные в пункте 21 Правил, а также субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, линии электропередачи, оборудование и устройства которых относятся к объектам диспетчеризации, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления копии осциллограмм, записи автономных регистраторов аварийных событий и регистраторов микропроцессорных терминалов РЗА, журналы внутренних событий и срабатываний микропроцессорных терминалов РЗА, данные системы мониторинга переходных режимов по запросу диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления в течение 2 календарных дней со дня получения запроса или путем предоставления диспетчерскому центру субъекта оперативно-диспетчерского управления удаленного доступа к соответствующей информации в автоматическом или автоматизированном режиме в соответствии с разделами 2 – 7 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 59550-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. сбор, хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования»²¹.

23. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании воздушными линиями электропередачи и (или) воздушными участками кабельно-воздушных линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше, относящимся к объектам диспетчеризации, не позднее 24 часов с момента выявления факта образования

²⁰ Зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный № 60538.

²¹ Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 3 июня 2021 г. № 504-ст (М., «Стандартинформ», 2021).

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. № 1185²², предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления 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.

24. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, получившие от диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления задания на проведение контрольных или иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения (далее – замеры), предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления 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

²² Зарегистрирован Минюстом России 22 января 2019 г., регистрационный № 53476.

электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442²³, с соблюдением форм предоставления информации, указанных в приложении № 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.

25. Организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальные сетевые организации (далее – сетевые организации), а также иные хозяйствующие субъекты, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами электросетевого хозяйства, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления сведения о технологическом присоединении объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств к электрическим сетям ежемесячно до 15 числа месяца, следующего за отчетным, по форме, установленной приложением № 10 к Правилам.

Указанные в абзаце первом настоящего пункта Правил сведения о технологическом присоединении предоставляются первично в отношении всех полученных сетевыми организациями заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям и выданных технических условий для технологического присоединения к электрическим сетям независимо от стадии их реализации.

В последующем предоставление в диспетчерские центры субъекта оперативно-

²³ Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 23, ст. 3008.

диспетчерского управления информации в соответствии с настоящим пунктом осуществляется только при появлении новых сведений и (или) изменении ранее предоставленных сведений о технологическом присоединении в части информации о технологическом присоединении объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств, по которым произошли изменения.

В случае отсутствия за прошедший отчетный месяц новых сведений о технологическом присоединении и изменений в ранее предоставленных в соответствии с настоящим пунктом сведениях повторное предоставление в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления ранее предоставленной информации не требуется.

В отношении объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, максимальная мощность которых составляет 670 кВт и более, сетевые организации и иные хозяйствующие субъекты, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами электросетевого хозяйства, также ежемесячно до 15 числа месяца, следующего за отчетным, предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления копии выданных такими организациями за прошедший месяц технических условий для технологического присоединения к электрическим сетям и изменений, внесенных в технические условия.

26. Сетевые организации предоставляют в диспетчерские центры системного оператора:

а) сведения о максимальной мощности ранее технологически присоединенных к электрическим сетям энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии максимальной мощностью 10 МВт и более в соответствии с документами о технологическом присоединении по форме, установленной приложением № 11 к Правилам, с приложением копий актов об осуществлении технологического присоединения (в случае если технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии выполнено до вступления в силу Правил технологического присоединения – копий иных имеющихся у сетевой

организации документов, подтверждающих технологическое присоединение таких энергопринимающих устройств к электрическим сетям и величину их максимальной мощности), в следующие сроки:

однократно в полном объеме – в течение 10 рабочих дней со дня вступления в силу Правил;

при изменении ранее представленной информации – до 15 числа месяца, следующего за месяцем, в котором произошли соответствующие изменения;

б) ежегодно в срок до 10 февраля (в 2023 году в течение 10 рабочих дней со дня вступления в силу Правил):

сведения о привлечении кредитных ресурсов в календарном году, предшествующем году предоставления информации (далее – отчетный год), по форме, установленной приложением № 12 к Правилам;

сведения о затратах на осуществление деятельности по передаче электрической энергии за отчетный год по форме, установленной приложением № 13 к Правилам;

в) сведения о выбросах парниковых газов за отчетный год – ежегодно в срок до 1 апреля года, следующего за отчетным, по форме, установленной приложением № 14 к Правилам.

27. Сетевые организации ежегодно в срок до 1 марта представляют в диспетчерские центры системного оператора следующую информацию на период продолжительностью 6 календарных лет подряд, начиная с года, следующего за годом предоставления информации (далее – среднесрочный период), с разбивкой по годам указанного периода:

а) предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций с высшим классом напряжения 110 (150) кВ, на которых по результатам одного или нескольких контрольных замеров, проведенных в течение пятилетнего периода, предшествующего году предоставления информации, и (или) с учетом нагрузки энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, планируемых к технологическому присоединению к электрическим сетям в соответствии с заключенными договорами об осуществлении технологического присоединения, зафиксировано или прогнозируется превышение допустимой нагрузки

трансформаторного оборудования, и выбору номинальной мощности вновь устанавливаемых трансформаторов с учетом планов по технологическому присоединению к электрическим сетям.

К указанным в настоящем подпункте Правил предложениям должны быть приложены результаты расчетов загрузки подстанций с высшим классом напряжения 110 (150) кВ, выполненных в соответствии с требованиями методических указаний по проектированию развития энергосистем, утверждаемых Минэнерго России в соответствии с подпунктом «в» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (далее – методические указания по проектированию развития энергосистем), с указанием следующей информации:

величин фактической нагрузки трансформаторов в дни контрольных замеров для каждого года пятилетнего периода, предшествующего году представления информации, в соответствии с таблицей 1 приложения № 15 к Правилам;

сведений о техническом состоянии и перегрузочной способности трансформаторов для различных температурных условий в соответствии с таблицей 2 приложения № 15 к Правилам;

возможности и величины (МВА) перевода нагрузки с рассматриваемой подстанции с высшим классом напряжения 110 (150) кВ на другие центры питания по электрическим сетям напряжением 6 – 35 кВ с учетом перегрузочной способности трансформаторов;

сведений о фактической максимальной и прогнозной нагрузке подстанций с высшим классом напряжения 110 (150) кВ с учетом заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, присоединение которых планируется к рассматриваемой подстанции (в том числе опосредованно по сети напряжением 6 – 35 кВ) в соответствии с таблицей 3 приложения № 15 к Правилам;

б) предложения по строительству (реконструкции) объектов электросетевого

хозяйства классом напряжения 110 (150) кВ, в том числе являющихся альтернативными развитию электрических сетей классом напряжения 35 кВ и ниже, за исключением случаев повышения категории надежности энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии.

К указанным в настоящем подпункте предложениям должны быть приложены:

описание схемно-режимных и режимно-балансовых ситуаций в электрической сети напряжением 6 – 110 (150) кВ, в которых выявлен риск возникновения недопустимых параметров электроэнергетического режима работы, с указанием информации о характерном времени года, температурных условиях и состоянии электрической сети в описанных схемно-режимных и режимно-балансовых ситуациях, длительно допустимых и аварийно допустимых параметров всех линий электропередачи и электросетевого оборудования рассматриваемого энергорайона и приведением результатов обосновывающих расчетов электроэнергетических режимов;

описание схемно-режимных мероприятий, реализуемых для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, учитываемых в соответствии с методическими указаниями по проектированию развития энергосистем (при наличии таких мероприятий);

математические расчетные модели, использованные при проведении расчетов электроэнергетических режимов в целях разработки вариантов развития электрической сети, в формате программных комплексов, используемых системным оператором (в случае если математические расчетные модели, использованные при проведении расчетов электроэнергетических режимов в целях разработки вариантов развития электрической сети, сформированы в формате иных программных комплексов – пояснительная записка, содержащая информацию о перечне существующих, а также планируемых к вводу в эксплуатацию, реконструкции и выводу эксплуатации линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования, учтенных в таких математических моделях, с указанием типов оборудования, технических характеристик и расчетных параметров линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования в объеме,

достаточном для выполнения расчетов электроэнергетических режимов), с приложением параметров схемы замещения электрической сети и графического отображения потокораспределения во всех рассмотренных схемно-режимных ситуациях;

карта-схема размещения объектов электроэнергетики напряжением 6 – 110 (150) кВ энергорайона;

сведения о величинах фактической нагрузки трансформаторов в дни контрольных замеров, фактической максимальной и прогнозной загрузке подстанций с высшим классом напряжения 110 (150) кВ с учетом заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения в соответствии с таблицами 1 и 3 приложения № 15 к Правилам;

сведения об альтернативных технических решениях (в том числе по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже) с указанием информации в соответствии с пунктом 28 Правил;

в) предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.

К указанным в настоящем подпункте предложениям должны быть приложены сведения об объеме недоотпуска электрической энергии за время прекращений (перерывов) электроснабжения, а также о фактическом ущербе (убытках) от прекращений (перерывов) электроснабжения потребителей электрической энергии, обусловленных отключением элементов электрической сети, и его (их) возмещении по каждому году пятилетнего периода, предшествующего году представления информации, в соответствии с таблицей 4 приложения № 15 к Правилам.

28. Указанные в пункте 27 Правил предложения, а также альтернативные технические решения (при их наличии) должны предоставляться с указанием по каждому из предлагаемых мероприятий по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства:

наименования мероприятия;

класса напряжения, мощности для трансформаторов и средств компенсации

реактивной мощности, длины и марки провода для линий электропередачи;
принципиальных схем присоединения и схем распределительных устройств;
планируемых сроков реализации мероприятия;
величин капитальных затрат в базовых и текущих ценах на реализацию мероприятия с детализацией по составляющим.

29. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, которые владеют (будут владеть) на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии, установленная генерирующая мощность которых равна или превышает 5 МВт, представляют системному оператору в отношении таких объектов по производству электрической энергии следующую информацию:

а) 1 раз в 6 лет начиная с 2023 года в срок до 1 сентября:

сведения о площадках размещения и технико-экономических показателях потенциально возможных к размещению тепловых электростанций (включая расширение на площадках действующих тепловых электростанций) по форме, установленной приложением № 16 к Правилам, с приложением в электронном виде копии документации, содержащей результаты разработки (в том числе предварительной) технических решений по выдаче мощности электростанции (далее – документация, содержащая технические решения по выдаче мощности электростанции);

сведения о планируемом изменении структуры топливного баланса тепловых электростанций на период продолжительностью 18-ти календарных лет подряд, который начинается через 1 год после года предоставления информации (далее – долгосрочный период), с разбивкой по годам указанного периода по форме, установленной приложением № 17 к Правилам;

сведения о существующих ограничениях по топливообеспечению тепловых электростанций и планируемых мероприятиях по их снятию по состоянию на год представления информации по форме, установленной приложением № 18 к Правилам;

сведения о площадках размещения и технико-экономических показателях

атомных электростанций по форме, установленной приложением № 19 к Правилам, с приложением в электронном виде копии документации, содержащей технические решения по выдаче мощности электростанции;

сведения о площадках размещения, технико-экономических и водно-энергетических показателях новых гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций по форме, установленной приложением № 20 к Правилам с приложением в электронном виде копии документации, содержащей технические решения по выдаче мощности электростанции;

сведения об изменении установленной генерирующей мощности и водно-энергетических показателей существующих гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций с учетом реализации программ технического перевооружения и реконструкции на долгосрочный период по форме, установленной приложением № 21 к Правилам;

б) ежегодно в срок до 1 мая на период продолжительностью 6-ти календарных лет подряд, который начинается с календарного года, следующего за годом предоставления информации (далее – среднесрочный период), а также 1 раз в 6 лет начиная с 2023 года в срок до 1 июня на долгосрочный период:

сведения о прогнозном потреблении электрической энергии на собственные, производственные и хозяйственные нужды гидроаккумулирующих электростанций по форме, установленной приложением № 22 к Правилам;

сведения о прогнозном потреблении электрической энергии на собственные, производственные и хозяйственные нужды атомных электростанций по форме, установленной приложением № 23 к Правилам;

в) ежегодно в срок до 1 мая на среднесрочный период, а также 1 раз в 6 лет начиная с 2023 года в срок до 1 сентября на долгосрочный период:

сведения о площадках размещения объектов по производству электрической энергии, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, строительство которых осуществляется по результатам конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, и прогнозных

объемах годового и месячного производства электрической энергии на вновь вводимых ветровых и солнечных электростанциях по форме, установленной приложением № 24 к Правилам;

сведения о прогнозных объемах годового и месячного производства электрической энергии на действующих ветровых и солнечных электростанциях по форме, установленной приложением № 25 к Правилам;

сведения о динамике изменения установленной генерирующей мощности и прогнозе производства электрической энергии на атомных электростанциях по форме, установленной приложением № 26 к Правилам;

г) ежегодно в срок до 1 мая:

сведения об ограничениях мощности объектов по производству электрической энергии, с использованием которых осуществляется деятельность на розничных рынках электрической энергии, по форме, установленной приложением № 27 к Правилам;

сведения о годовых объемах выработки электрической энергии действующих и проектируемых гидроэлектростанций на основе проектных показателей по форме, установленной приложением № 28 к Правилам;

сведения о работе тепловой электростанции за отчетный год по форме, установленной приложением № 29 к Правилам;

сведения о производстве электрической и тепловой энергии тепловой электростанцией за отчетный год по форме, установленной приложением № 30 к Правилам;

сведения о движении топлива за отчетный год по форме, установленной приложением № 31 к Правилам.

д) ежегодно в срок до 10 февраля года, следующего за отчетным (в 2023 году в течение 10 рабочих дней со дня вступления в силу Правил):

сведения о привлечении кредитных ресурсов в отчетном году по форме, установленной приложением № 12 к Правилам;

сведения о затратах на производство электрической и (или) тепловой энергии (мощности) за отчетный год по форме, установленной приложением № 32

к Правилам;

сведения о доходах и расходах производителей электрической и (или) тепловой энергии за отчетный год по форме, установленной приложением № 33 к Правилам;

е) ежегодно в срок до 1 апреля:

сведения о целевых показателях программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности по форме, установленной приложением № 34 к Правилам;

сведения о выбросах парниковых газов за отчетный год по форме, установленной приложением № 14 к Правилам;

сведения об охране атмосферного воздуха за отчетный год по форме, установленной приложением № 35 к Правилам;

ж) сведения об изменениях установленной генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии – ежегодно в срок до 1 декабря по форме, установленной приложением № 36 к Правилам.

30. Субъекты электроэнергетики - участники оптового рынка, осуществляющие экспортно-импортные операции по купле-продаже (поставке) электрической энергии (мощности), представляют системному оператору ежегодно в срок до 1 мая на среднесрочный период, а также 1 раз в 6 лет начиная с 2023 года в срок до 1 июня на долгосрочный период прогнозные сведения о динамике экспорта и импорта электрической энергии и мощности, формируемые на основании действующих и планируемых к заключению договоров, предусматривающих экспорт (импорт) электрической энергии и мощности, и сроков их действия (длительности поставок электрической энергии и мощности по таким договорам), по форме, установленной приложением № 37 к Правилам.

31. Для целей предоставления информации в соответствии с пунктом 29 Правил:

под маловодным годом понимается год с выработкой электрической энергии, соответствующей годовой приточности в водохранилище гидроэлектростанции с обеспеченностью стока 95 %;

под средневодным годом понимается год с выработкой электрической энергии,

соответствующей годовой приточности в водохранилище гидроэлектростанции с обеспеченностью стока 50 %.

При предоставлении информации в соответствии с абзацем третьим подпункта «а» пункта 29 Правил при заполнении форм предоставления такой информации под годом «N» понимается первый год долгосрочного периода.

При предоставлении информации в соответствии с подпунктами «б» и «в» пункта 29 и пунктом 30 Правил на среднесрочный период в формах, установленных соответствующими приложениями к Правилам, под годом «N» понимается первый год среднесрочного периода, подлежат заполнению столбцы таких форм, относящиеся к годам «N» – «N+5».

При предоставлении информации в соответствии с подпунктами «б» и «в» пункта 29 и пунктом 30 Правил на долгосрочный период в формах, установленных соответствующими приложениями к Правилам, под годом «N» понимается первый год долгосрочного периода, подлежат заполнению все столбцы таких форм.

32. Совет рынка представляет системному оператору 1 раз в 6 лет начиная с 2024 года в срок до 1 мая следующую прогнозную информацию на долгосрочный период с разбивкой по годам указанного периода:

а) сведения об объемах продаж электрической энергии электростанциями, относящимися к каждому сегменту генерации, предусмотренному методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, по регулируемым договорам;

б) сведения об объемах продаж электрической энергии электростанциями по конкурентным механизмам;

в) сведения о значениях конкурентных цен электрической энергии для каждого временного интервала в каждой ценовой зоне оптового рынка;

г) сведения об объемах поставки мощности на оптовый рынок по отдельным электростанциям и ценах (тарифах) на продажу мощности на оптовом рынке по отдельным электростанциям с дифференциацией по следующим механизмам:

по договорам купли-продажи мощности;

по результатам конкурентного отбора инвестиционных проектов по строительству новых генерирующих объектов;

по результатам конкурентных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии;

по результатам конкурентных отборов инвестиционных проектов по модернизации генерирующих объектов тепловых электрических станций;

от продажи мощности генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме;

от продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности;

от продажи мощности по регулируемым договорам;

д) сведения об объеме средств, получаемых от применения надбавок к цене на мощность, поставляемую в ценовых зонах оптового рынка субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности), в целях частичной компенсации стоимости мощности производителей, генерирующее оборудование которых расположено в неценовых зонах, а также для достижения на территориях неценовых зон планируемых базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность).

33. Начиная с 2027 года субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, указанные в пунктах 29 и 32 Правил, 1 раз в 6 лет представляют системному оператору следующую актуализированную информацию на оставшиеся 15 лет соответствующего долгосрочного периода, на который утверждена действующая генеральная схема размещения объектов электроэнергетики, с разбивкой по годам такого периода в соответствии с установленными Правилами формами представления соответствующей информации:

информацию, указанную в подпунктах «а» и «в» пункта 29 Правил – в срок до 10 февраля;

информацию, указанную пункте 32 Правил, – в срок до 1 июня.

34. Потребители электрической энергии, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет 10 МВт и более, ежегодно в срок до 1 мая представляют в диспетчерские центры системного оператора сведения

о фактическом и прогнозном (на среднесрочный период с разбивкой по годам такого периода) потреблении электрической энергии и мощности по форме, установленной приложением № 38 к Правилам.

35. Потребители электрической энергии с годовым объемом потребления электрической энергии, составляющим 60 млн кВт·ч или более, а также гарантирующие поставщики и энергосбытовые (энергоснабжающие) организации в отношении обслуживаемых ими потребителей электрической энергии с годовым объемом потребления электрической энергии, составляющим 60 млн кВт·ч или более, ежемесячно до 25-го числа месяца, следующего за отчетным, и ежегодно в срок до 25 января года, следующего за отчетным (в 2023 году в течение 10 рабочих дней со дня вступления в силу Правил), представляют в диспетчерские центры системного оператора информацию о фактических объемах потребления электрической энергии и мощности указанными потребителями за предшествующий отчетный период по форме, установленной приложением № 39 к Правилам.

36. В 2023 году субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, осуществляющие деятельность в пределах территорий технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, представляют в диспетчерские центры системного оператора информацию, предусмотренную пунктом 25, подпунктом «а» пункта 27, подпунктом «б» пункта 29 (на среднесрочный период) и пунктом 34 Правил, в срок до 1 марта. В последующие периоды предоставление такими субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии указанной информации осуществляется в сроки, установленные соответствующими пунктами Правил.

Приложение № 1
к Правилам предоставления информации,
необходимой для осуществления
оперативно-диспетчерского управления
в электроэнергетике, утвержденным
приказом Минэнерго России
от 20.12.2022 № 1340

Параметры и характеристики планируемых к вводу в работу в составе
энергосистемы и существующих линий электропередачи, оборудования объектов
по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства

№ п/п	Наименование параметра, характеристики	Единица измерения
1	2	3
1.	Параметры генерирующего оборудования электростанций	
1.1.	Турбины	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции	
	диспетчерское наименование турбины	
	диспетчерское наименование генераторного оборудования (блока), с которым (в составе которого) работает турбина	
	тип (марка)	
	станционный номер	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
б)	номинальная активная мощность турбины	МВт
в)	маховый момент турбины ($GD_{турб}^2$)	тм ²
г)	момент инерции турбины ($J_{турб}$)	тм ²
д)	номинальная частота вращения турбины	об./мин
е)	параметры регулятора скорости турбин:	
	статизм регулятора скорости	%
	статизм частотного корректора	%

	зона нечувствительности регулятора скорости	Гц
	зона нечувствительности частотного корректора	Гц
ж)	динамические возможности разгрузки турбины по активной мощности:	
	импульсная (кратковременная) и длительная разгрузка под воздействием управляющего сигнала максимальной амплитуды через электрогидравлический преобразователь турбины	
	время задержки от момента подачи управляющего воздействия на электрогидравлический преобразователь до начала снижения мощности турбины	с
	скорость снижения мощности турбины при кратковременной (импульсной) разгрузке (далее – ИРТ)	МВт/с
	максимальная величина снижения мощности турбины при импульсной разгрузке $((P_H - P_{ИРТ}) / P_H)$, где: P_H – номинальная мощность турбины $P_{ИРТ}$ – мощность турбины при ИРТ	%
	время восстановления мощности турбины после импульсной разгрузки	с
	максимальная величина снижения мощности турбины при длительной разгрузке $((P_H - P_{ДРТ}) / P_H)$, где: $P_{ДРТ}$ – мощность турбины при длительной разгрузке (далее – ДРТ)	%
	скорость снижения мощности турбины при ДРТ	МВт/с
з)	интервал одновременности поступления в систему автоматического управления блока команды на реализацию ИРТ, ИРТ+ДРТ, по истечении которого блокируется прием последующих команд на реализацию ИРТ, ИРТ+ДРТ	с
	допустимая продолжительность работы турбины в различных диапазонах отклонения частоты – по форме в соответствии с таблицей 1 приложения № 2 к Правилам предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденным приказом Минэнерго России от 20 декабря 2022 г. № 1340 (далее – Правила)	
и)	перечень технологических защит (ограничителей), действующих по факту отклонения частоты и (или) скорости изменения частоты на останов турбины или ее отключение от сети, и параметры их настройки	
к)	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	

	<p>алгоритмов их работы; указание принадлежности каждого функционального блока к действующим алгоритмам; расшифровку названий (сокращений), используемых в модели; описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления; численные значения параметров настройки, используемые в модели</p>	
л)	<p>в отношении гидротурбин в дополнение к информации, указанной в подпунктах «а» – «к» настоящего подпункта, предоставляется следующая информация о технических характеристиках гидравлических установок:</p>	
	номинальная мощность гидроагрегата при расчетном напоре	МВт
	расчетный напор гидроагрегата	м
	расход воды через турбину при выдаче номинальной мощности гидроагрегата и расчетном напоре	м ³ /с
	эксплуатационная характеристика гидротурбины (кривые коэффициента полезного действия (далее – КПД) и ограничений по режиму работы гидротурбины, построенные в осях напор-мощность)	
	расходная характеристика гидротурбины (зависимость расхода воды от мощности при заданных величинах напора)	
	наличие нежелательных зон работы гидроагрегата, их диапазон в зависимости от напора	
	максимальная допустимая скорость изменения активной мощности гидроагрегата (вверх и вниз) в пределах диапазона автоматического регулирования мощности	МВт/с
м)	<p>в отношении газотурбинных установок (далее – ГТУ), в том числе входящих в состав парогазовых установок (далее – ПГУ), в дополнение к информации, указанной в подпунктах «а» – «к» настоящего подпункта, предоставляется следующая информация о технических характеристиках ГТУ:</p>	
	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
н)	<p>в отношении ПГУ в дополнение к информации, указанной в подпунктах «а» – «к» и «м» настоящего подпункта, предоставляется следующая информация о технических характеристиках ПГУ:</p>	
	максимальная располагаемая мощность ПГУ при:	
	находящейся в работе ПГУ и различном составе ГТУ, работающих в составе одной ПГУ	

	выведенной из работы ПГУ и различном составе ГТУ, работающих в составе одной ПГУ	
	максимальная и минимальная мощность ГТУ, работающих в составе одной ПГУ при выведенной из работы ПГУ (для одновальных ПГУ указывается только максимальная мощность ГТУ)	МВт
1.2.	Генераторное оборудование (турбогенераторы, гидрогенераторы, дизель-генераторы), синхронные компенсаторы, синхронные двигатели	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции, подстанции	
	диспетчерское наименование генераторного оборудования	
	тип (марка)	
	станционный номер	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
б)	тип системы возбуждения (основная)	
в)	тип системы возбуждения (резервная)	
г)	номинальное напряжение	кВ
д)	номинальный ток статора	А
е)	номинальная мощность (полная) (SH)	МВА
ж)	номинальная мощность (активная) (PH)	МВт
з)	номинальная мощность (реактивная) (QH)	Мвар
и)	номинальная мощность агрегата	МВт
к)	потери холостого хода	ΔP_{xx} , ΔQ_{xx}
л)	номинальный коэффициент мощности	
м)	номинальная частота вращения	об./мин
н)	активное сопротивление статора	Ом
о)	маховый момент ротора генератора ($GD^2_{ген}$)	тм ²
п)	момент инерции генератора ($J_{ген}$)	тм ²
р)	суммарный маховый момент элементов, расположенных на одном валу с генератором (в том числе возбудитель, компрессор, редуктор), не включая	тм ²

	маховый момент турбины ($GD^2_{\text{ЭЛЕМЕНТ}}$)	
с)	суммарный момент инерции элементов, расположенных на одном валу с генератором (в том числе возбудитель, компрессор, редуктор), не включая момент инерции турбины ($J_{\text{ЭЛЕМЕНТ}}$)	тм^2
т)	ток возбуждения:	
	в режиме холостого хода (I_0)	А
	в режиме номинальной нагрузки при номинальных значениях $U, f, \cos\varphi$ ($i_{e\text{ном}}$)	А
	в режиме максимальной нагрузки при номинальных значениях $U, f, \cos\varphi$ ($i_{e\text{ макс}}$)	А
	при коротком замыкании ($I_{e\text{кз}}$)	А
у)	характеристика ограничения минимального возбуждения	относительные единицы (далее - о.е.)
ф)	перегрузочная способность (величина допустимой токовой перегрузки по току статора)	%
х)	перегрузочная способность генератора по току обратной последовательности (приводится по форме в соответствии с таблицей 2 приложения № 2 к Правилам или в виде значения тока обратной последовательности относительно номинального тока статора в зависимости от продолжительности несимметричного режима $(I_2/I_{\text{ном}})^2 \cdot T$)	%
ц)	допустимая длительность токовой перегрузки	с
ч)	допустимый уровень перенапряжения	В
ш)	допустимая длительность перенапряжения	с
щ)	допустимость и длительность работы в асинхронном режиме	с
э)	напряжение возбуждения:	
	в режиме холостого хода u_0	В
	в режиме номинальной нагрузки при номинальных значениях $U, f, \cos j(u_{e\text{ном}})$	В
	в режиме максимальной нагрузки при номинальных значениях $U, f, \cos j(u_{e\text{ макс}})$	В
ю)	реактивные сопротивления (ненасыщенные):	
	синхронное по продольной оси (X_d)	о.е.
	синхронное по поперечной оси (X_q)	о.е.
	переходное по продольной оси (X'_d)	о.е.

	переходное по поперечной оси (при наличии) (X'_q)	о.е.
	сверхпереходное по продольной оси (X''_d)	о.е.
	сверхпереходное по поперечной оси (X''_q)	о.е.
	рассеяния (X_s)	о.е.
	обратной последовательности (X_2)	о.е.
	переходное по поперечной оси (при наличии) (X'_q)	о.е.
я)	постоянные времени:	
	обмотки возбуждения при разомкнутой обмотке якоря (T_{d0})	с
	обмотки возбуждения по поперечной оси при разомкнутой обмотке якоря (T'_{q0}) (при наличии)	с
	обмотки возбуждения при короткозамкнутой обмотке якоря (T'_d)	с
	демпферной обмотки при разомкнутых обмотках якоря и возбуждения по продольной оси (T_{d0}'')	с
	демпферной обмотки при короткозамкнутых обмотках якоря и возбуждения по продольной оси (T_d'')	с
	демпферной обмотки при разомкнутых обмотках якоря и возбуждения по поперечной оси (T_{q0}'')	с
	демпферной обмотки при короткозамкнутых обмотках якоря и возбуждения по поперечной оси (T_q'')	с
я.1)	диаграмма мощности (P-Q диаграмма) в графическом виде по данным организации-изготовителя и в табличном виде (с разбивкой с шагом не более 10%): P (0; 0.1 · Pуст; 0.2 · Pуст; 0.3 · Pуст; 0.4 · Pуст; 0.5 · Pуст; 0.6 · Pуст; 0.7 · Pуст; 0.8 · Pуст; 0.9 · Pуст; Pуст). На диаграмме и в табличном виде дополнительно приводится характеристика эксплуатационных ограничений, настроек регуляторов (ограничителей минимального возбуждения) для номинальных параметров	о.е., МВт
1.3.	Автоматический регулятор возбуждения (далее – АРВ)	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции, подстанции	
	тип системы возбуждения и организация-изготовитель системы возбуждения	
	тип (марка) АРВ и организация-изготовитель АРВ	
б)	математическая модель системы возбуждения (в отношении вновь вводимого в эксплуатацию генерирующего оборудования), содержащая:	

	<p>структурную схему, выполненную на базе функциональных блоков библиотеки стандартных алгоритмов, разделенную на блоки, реализующие отдельные алгоритмы системы регулирования;</p> <p>описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления и технологических алгоритмов их работы;</p> <p>указание принадлежности каждого функционального блока к действующим алгоритмам;</p> <p>расшифровку названий (сокращений), используемых в модели;</p> <p>описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления;</p> <p>численные значения параметров настройки, используемые в модели</p>	
в)	для АРВ сильного действия российского производства:	
	номер версии алгоритма функционирования АРВ	
	постоянная времени интегратора пропорционально-интегрально-дифференциального канала (для АРВ микропроцессорного) ($T_{и}$)	с
	коэффициенты усиления по основным каналам регулирования АРВ:	
	по напряжению - максимальный ($K_{и}$); установленный ($K_{и}$)	единиц возбуждения номинальных (далее – ед. возб. ном./единиц напряжения статора (далее – ед. напр. ст.))
	по производной напряжения - максимальный ($K'_{и}$); установленный ($K'_{и}$)	ед. возб. ном./ед. напр. ст./с (для аналоговых АРВ - деления)
	по отклонению частоты напряжения - максимальный (K_{f}); установленный (K_{f})	ед. возб. ном./Гц (для аналоговых АРВ - деления)
	по производной частоты - максимальный (K'_{f}); установленный (K'_{f})	ед. возб. ном./Гц/с (для аналоговых АРВ - деления)
	по производной тока ротора - максимальный (K'_{it}); установленный (K'_{it})	ед. возб. ном./ед. тока рот./с (для аналоговых АРВ - деления)

	нормальное эксплуатационное состояние каналов стабилизации	
г)	для АРВ сильного действия иностранного производства:	
	наименования системы возбуждения согласно классификации организации-изготовителя	
	тип регулятора возбуждения и организация-изготовитель	
	номер версии алгоритма функционирования АРВ	
	тип регулятора напряжения	
	параметры регулятора напряжения - заполняются по данным организации-изготовителя	
	тип системного стабилизатора	
	параметры системного стабилизатора - заполняются по данным организации-изготовителя	
	параметры настройки функции блокировки системного стабилизатора при изменении частоты электрического тока	
	параметры настройки релейной форсировки возбуждения	
	параметры настройки ограничителя минимального возбуждения	
	параметры настройки ограничителя максимального тока ротора (для статических систем возбуждения)	
	параметры настройки ограничителя тока возбуждения возбудителя (для бесщеточных систем возбуждения)	
	параметры настройки ограничителя напряжения возбуждения (для бесщеточных систем возбуждения)	
нормальное эксплуатационное состояние системного стабилизатора		
д)	для АРВ пропорционального типа (независимо от страны организации-изготовителя):	
	коэффициент усиления канала по напряжению (K_u)	ед. возб. ном./ед. напр. ст
	коэффициент усиления по току статора (K_I) (для высокочастотных систем с компаундированием по току статора)	ед. возб. ном./ед. тока
1.4.	Возбудитель	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции, подстанции	

	тип (марка) возбудителя	
	организация-изготовитель возбудителя	
б)	кратность форсировки возбуждения по отношению к номинальным параметрам возбуждения:	
	по току (K_{FI})	о.е.
	по напряжению (K_{FU})	о.е.
	расфорсировки по напряжению ($K_{FU(-)}$)	о.е.
в)	длительность форсировки (T_F)	с
г)	быстродействие системы возбуждения при форсировке	с
д)	полное время расфорсировки	с
е)	запаздывание при форсировке	с
ж)	номинальная скорость нарастания напряжения возбуждения	о.е./с
з)	эквивалентная постоянная времени возбудителя (для высокочастотной и электромашиной системы возбуждения) (T_B)	с
и)	маховый момент возбудителя ($GD^2_{\text{возб}}$) (за исключением статических тиристорных систем возбуждения)	тм ²
к)	момент инерции возбудителя ($J_{\text{возб}}$) (за исключением статических тиристорных систем возбуждения)	г м ²
л)	для бесщеточного возбудителя:	
	тип возбудителя	
	организация-изготовитель	
	номинальная мощность ($P_{\text{номВ}}$)	кВт
	номинальное напряжение ($U_{\text{номВ}}$)	В
	номинальный ток ($I_{\text{номВ}}$)	А
	кратность форсировки по напряжению возбуждения возбудителя ($K_{\phi+}$)	о.е.
	кратность расфорсировки по напряжению возбуждения возбудителя ($K_{\phi-}$)	о.е.
	фазное напряжение (U_{ϕ})	В
	фазный ток (I_{ϕ})	А
	базисное сопротивление (Z_{ϕ})	Ом
	активное сопротивление ротора генератора ($R_{\text{рот}}$)	Ом
	активное сопротивление обмотки возбуждения, R_f	Ом

	постоянная времени обмотки возбуждения возбудителя при разомкнутой обмотке якоря возбудителя ($T_{дОВ}$)	с
	реактивности:	
	синхронное по продольной оси ($X_{дВ}$)	о.е.
	синхронное по поперечной оси ($X_{qВ}$)	о.е.
	переходное по продольной оси ($X'_{дВ}$)	о.е.
	сверхпереходное по продольной оси ($X''_{дВ}$)	о.е.
	сверхпереходное по поперечной оси ($X''_{qВ}$)	о.е.
	рассеяния (X_s)	о.е.
м)	величина сопротивления дополнительного резистора в обмотке возбуждения бесщеточного возбудителя ($R_{рез.}$)	Ом
н)	настройка ограничения минимального возбуждения:	
	участки зависимости (линейной функции между точками 1 и 2) в соответствии с диаграммами мощности (P-Q диаграммами)	МВт, Мвар
	параметры релейной форсировки:	
	напряжение срабатывания ($U_{сраб}$)	ед. $U_{уставки}$
	напряжение возврата ($U_{возвр}$)	ед. $U_{уставки}$
	задержка на снятие форсировки (t_3)	с
о)	время допустимой перегрузки при двукратном номинальном токе возбуждения	с
1.5.	Ветроэнергетические установки (далее – ВЭУ) (В случае функционирования в составе ветровой электростанции нескольких единиц генерирующего оборудования одного типа (марки) и с одинаковыми параметрами и характеристиками предоставляются сведения в отношении одной единицы оборудования, а также указывается количество входящих в состав ветровой электростанции единиц генерирующего оборудования такого типа (марки) с аналогичными характеристиками)	
1.5.1.	Для электростанции:	
а)	идентификатор mRID	
б)	диспетчерское наименование	
в)	установленная генерирующая мощность	
г)	общее количество ВЭУ в составе электростанции с разбивкой по годам ввода в работу и типам (маркам)	
д)	количество и единичная установленная мощность находящихся в составе электростанции ВЭУ одинакового типа (марки) с одинаковыми	

	характеристиками с указанием каждого распределительного устройства 6 кВ и выше электростанции, на которое осуществляется выдача мощности каждого ВЭУ	
1.5.2.	Для ВЭУ каждого типа (марки):	
а)	тип (марка) ветротурбины	
б)	организация-изготовитель ветротурбины	
в)	номинальная частота вращения	
г)	маховый момент ветротурбины (при безинверторной схеме подключения к сети) ($GD_{турб}^2$)	тм ²
д)	момент инерции ветротурбины (при безинверторной схеме подключения к сети) ($J_{турб}$)	тм ²
е)	маховый момент агрегата (турбина и генератор) (при безинверторной схеме подключения к сети) ($GD_{АГРЕГ}^2$)	тм ²
ж)	момент инерции агрегата (турбина и генератор) (при безинверторной схеме подключения к сети) ($J_{агрег}$)	тм ²
з)	тип генератора (асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором, асинхронный генератор с фазным ротором и дополнительным сопротивлением в цепи ротора, асинхронный генератор двойного питания, синхронный генератор с фазным ротором или на постоянных магнитах)	
и)	тип (марка) генератора	
к)	организация-изготовитель генератора	
л)	диспетчерское наименование генератора	
м)	год ввода в эксплуатацию	
н)	номинальное напряжение генератора	кВ
о)	номинальная мощность генератора (полная) (SH)	МВА
п)	номинальная мощность генератора (активная) (PH)	МВт
р)	номинальный коэффициент мощности генератора	
с)	номинальная частота вращения ветротурбины	об./мин
т)	способ подключения к сети (прямое подключение, тиристорное, через полностью управляемый преобразователь)	
у)	регулируемые диапазоны по активной мощности ВЭУ	МВт
ф)	диаграмма мощности (P-Q диаграмма) в графическом виде по данным организации-изготовителя и в табличном виде (с разбивкой с шагом не более 10%): P (0; 0.1 · Pуст; 0.2 · Pуст; 0.3 · Pуст; 0.4 · Pуст; 0.5 · Pуст; 0.6 ·	о.е., МВт

	Руст; 0.7 · Руст; 0.8 · Руст; 0.9 · Руст; Руст)	
х)	уставки технологических защит, действующих на отключение или разгрузку ВЭУ при изменении частоты в энергосистеме	Гц, с
ц)	уставки технологических защит, действующих на отключение или разгрузку ВЭУ при изменении напряжения в энергосистеме	кВ, с
1.5.3.	Для ВЭУ с асинхронными генераторами и асинхронными генераторами двойного питания в дополнение к информации, указанной в подпункте 1.5.2, указывается:	
а)	номинальная мощность (полная) (S_H)	МВА
б)	маховый момент ротора генератора ($GD_{ГЕН}^2$)	тм ²
в)	момент инерции ротора генератора ($J_{ГЕН}$)	тм ²
г)	коэффициент полезного действия	
д)	номинальная механическая мощность	МВт
е)	пусковой момент	о.е.
ж)	максимальный момент	о.е.
з)	пусковой ток	о.е.
и)	моментно-скоростная характеристика	
1.5.4.	Для ВЭУ, подключаемых к сети через преобразователи, в дополнение к информации, указанной в подпункте 1.5.2, указывается:	
а)	тип преобразователя	
б)	номинальная мощность (полная) (S_H) преобразователя	МВА
в)	регулируемые диапазоны преобразователя по активной мощности	МВт
г)	регулируемые диапазоны преобразователя по реактивной мощности	Мвар
д)	максимальная величина тока преобразователя	А
1.5.5.	Для ВЭУ, состоящих из синхронного генератора, связанного с ветротурбинной через механический редуктор, – все параметры и характеристики, указанные в подпунктах 1.1 и 1.2 раздела 1 настоящей таблицы	
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	%
1.6.	Солнечные энергетические установки	

	(В случае функционирования в составе солнечной электростанции нескольких единиц генерирующего оборудования одного типа (марки) и с одинаковыми параметрами и характеристиками, предоставляются сведения в отношении одной единицы оборудования, а также указывается количество входящих в состав солнечной электростанции единиц генерирующего оборудования такого типа (марки) с аналогичными характеристиками)	
1.6.1.	Для электростанции:	
а)	идентификатор mRID	
б)	диспетчерское наименование	
в)	установленная мощность	
г)	общее количество фотоэлектрических солнечных модулей в составе электростанции с разбивкой по годам ввода и типам (маркам)	
д)	количество и единичная установленная мощность находящихся в составе электростанции фотоэлектрических солнечных модулей одинакового типа (марки) с одинаковыми характеристиками	
е)	количество и единичная полная мощность преобразователей с указанием количества фотоэлектрических солнечных модулей, подключенных к преобразователю, и каждого распределительного устройства напряжением 6 кВ и выше электростанции, на которое осуществляется выдача мощности этих преобразователей	
1.6.2.	Для фотоэлектрических солнечных модулей каждого типа (марки):	
а)	тип (марка)	
б)	организация-изготовитель	
в)	диспетчерское наименование	
г)	год ввода в эксплуатацию	
д)	номинальное напряжение	кВ
е)	номинальная мощность (полная) (S_H)	МВА
ж)	номинальная мощность (активная) (P_H)	МВт
з)	установленная мощность ($P_{уст}$)	МВт
и)	номинальный коэффициент мощности	
к)	уставки технологических защит, действующих на отключение или разгрузку генерирующего оборудования при изменении частоты в энергосистеме	
л)	уставки технологических защит, действующих на отключение или разгрузку генерирующего оборудования при изменении напряжения в энергосистеме	
м)	диаграмма мощности (P-Q диаграмма) в графическом виде по данным	о.е., МВт

	организации-изготовителя и в табличном виде (с разбивкой с шагом не более 10%): Р (0; 0.1 · Руст; 0.2 · Руст; 0.3 · Руст; 0.4 · Руст; 0.5 · Руст; 0.6 · Руст; 0.7 · Руст; 0.8 · Руст; 0.9 · Руст; Руст)	
1.6.3.	Для каждого типа (марки) преобразователей:	
а)	тип (марка)	
б)	номинальная мощность (полная) (S_H)	МВА
в)	регулируемые диапазоны преобразователя по активной мощности	МВт
г)	регулируемые диапазоны преобразователя по реактивной мощности	Мвар
д)	«мертвая полоса» первичного регулирования	Гц
е)	статизм первичного регулирования	%
ж)	максимальная величина тока преобразователя	А
2.	Параметры электросетевого оборудования и линий электропередачи	
2.1.	Батареи статических конденсаторов	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование подстанции	
	тип батареи статических конденсаторов	
	диспетчерское наименование батареи статических конденсаторов	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
	место установки (электрическая точка подключения) батареи статических конденсаторов	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	наибольшее рабочее напряжение	кВ
г)	номинальная мощность	квар
д)	потери активной мощности при номинальном напряжении	кВт
е)	количество и тип последовательно соединенных конденсаторов	шт.
ж)	количество параллельных конденсаторных цепочек	шт.
2.2.	Шунтирующие (компенсирующие) реакторы:	
а)	общие сведения:	

	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции, подстанции	
	диспетчерское наименование шунтирующего реактора	
	тип шунтирующего реактора	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
	место установки (электрическая точка подключения) шунтирующего реактора	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	наибольшее рабочее напряжение	кВ
г)	номинальная мощность	Мвар
д)	индуктивное сопротивление	Ом
е)	номинальная индуктивность	Гн
ж)	напряжение короткого замыкания между сетевой обмоткой и компенсационной обмоткой (далее – КО) (только для управляемых шунтирующих реакторов (далее – ШР))	%
з)	потери активной мощности при номинальном напряжении	кВт
и)	номинальное напряжение нулевых выводов	кВ
к)	допустимое напряжение изоляции нулевых выводов	кВ
л)	диапазон регулирования мощности (только для управляемых ШР)	Мвар
м)	статизм регулирования напряжения (только для управляемых ШР)	%
н)	диапазон изменения статизма регулирования напряжения (только для управляемых ШР)	%
о)	время изменения нагрузки внутри регулировочного диапазона (только для управляемых ШР)	с
п)	скорость изменения нагрузки без форсировки (только для управляемых ШР)	Мвар/с
р)	скорость изменения нагрузки с форсировкой (только для управляемых ШР)	Мвар/с
с)	сопротивление резистора в нейтральном выводе (только для ШР с резисторами в нейтральных выводах)	Ом
т)	длительность нахождения резистора в нейтральном выводе в цепи (только для ШР с резисторами в нейтральных выводах)	с
у)	энергоемкость резистора в нейтральном выводе (только для ШР с	кДж

	резисторами в нейтральных выводах)	
ф)	<p>математическая модель системы регулирования УШР (в отношении вновь вводимого в эксплуатацию УШР), содержащая:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 модели; описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления; численные значения параметров настройки, используемые в модели 	
2.3.	Статические тиристорные компенсаторы (далее – СТК)	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование подстанции	
	диспетчерское наименование статического тиристорного компенсатора	
	тип статического тиристорного компенсатора	
	место установки (электрическая точка подключения) статического тиристорного компенсатора	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	наибольшее рабочее напряжение	кВ
г)	номинальная мощность	Мвар
д)	диапазон регулирования мощности	Мвар
е)	статизм регулирования напряжения	%
ж)	время изменения нагрузки между границами регулировочного диапазона	с
з)	скорость изменения нагрузки	Мвар/с
и)	потери активной мощности при номинальном напряжении	кВт
к)	<p>математическая модель системы регулирования СТК (в отношении вновь вводимого в эксплуатацию СТК), содержащая:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 модели; описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления; численные значения параметров настройки, используемые в модели	
2.4.	Устройства продольной компенсации (далее – УПК)	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование подстанции	
	диспетчерское наименование УПК	
	место установки (электрическая точка подключения)	
	тип УПК	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	наибольшее рабочее напряжение	кВ
г)	номинальная мощность	квар
д)	емкость	Ф
е)	потери активной мощности при номинальном напряжении	кВт
ж)	количество и тип последовательно соединенных конденсаторов	
з)	количество параллельных конденсаторных цепочек	шт.
и)	номинальный ток	А
к)	уставка срабатывания по току схемы шунтирования	о.е., А
л)	емкостное сопротивление	
м)	диапазон регулирования мощности (только для управляемых УПК)	Мвар
н)	время изменения нагрузки между границами регулировочного диапазона (только для управляемых УПК)	с
о)	скорость изменения нагрузки (только для управляемых УПК)	Мвар/с
п)	мощность при форсировке	квар

р)	емкостное сопротивление при форсировке	Ом
с)	допустимая длительность форсировки	с
т)	<p>математическая модель системы регулирования УПК (в отношении вновь вводимого в эксплуатацию СТК), содержащая:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 модели; описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления; численные значения параметров настройки, используемые в модели 	
2.5.	Токоограничивающие реакторы	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции, подстанции	
	диспетчерское наименование токоограничивающего реактора	
	место установки (электрическая точка подключения) токоограничивающего реактора	
	тип (марка) токоограничивающего реактора	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	индуктивное сопротивление	Ом
г)	номинальный ток	А
д)	номинальный коэффициент связи (только для сдвоенных реакторов)	о.е.
е)	потери активной мощности при номинальном напряжении	кВт
2.6.	Выключатели	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции, подстанции	

	диспетчерское наименование выключателя	
	тип (марка) выключателя	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	наибольшее рабочее напряжение	кВ
г)	номинальный ток	А
д)	номинальный ток отключения	А
е)	полное время отключения	с
ж)	тип привода, трехфазный/пофазный	
з)	тип управления, трехфазный/пофазный	
и)	собственное время отключения	с
к)	собственное время включения, время включения выключателя, время готовности выключателя/привода к повторному включению	с
л)	время разновременности включения фаз (только для выключателей с типом привода «пофазный»)	с
м)	сопротивление предвключаемого резистора (только для выключателей с предвключаемыми резисторами)	Ом
н)	длительность нахождения предвключаемого резистора в цепи (только для выключателей с предвключаемыми резисторами)	с
о)	энергоемкость предвключаемого резистора (только для выключателей с предвключаемыми резисторами)	кДж
п)	нормированная бестоковая пауза при автоматическом повторном включении	с
2.7.	Разъединители	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции, подстанции	
	диспетчерское наименование разъединителя	
	тип разъединителя	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	

б)	номинальное напряжение	кВ
в)	наибольшее рабочее напряжение	кВ
г)	номинальный ток	А
2.8.	Трансформаторы и автотрансформаторы	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование электростанции, подстанции	
	диспетчерское наименование трансформатора (автотрансформатора)	
	тип (марка) трансформатора (автотрансформатора)	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
	тип системы охлаждения	
	срок службы нормативный	год
б)	номинальная мощность обмотки низкого напряжения (далее – НН) (полная) (по каждой обмотке НН для трансформатора (автотрансформатора) с расщепленной обмоткой НН)	МВА
в)	номинальная мощность обмотки среднего напряжения (далее – СН) (полная)	МВА
г)	номинальная мощность обмотки высокого напряжения (далее – ВН) (полная)	МВА
д)	номинальная мощность компенсационных обмоток (далее – КО) (полная)	МВА
е)	номинальное напряжение обмотки НН (по каждой обмотке НН для трансформатора (автотрансформатора) с расщепленной обмоткой)	кВ
ж)	номинальное напряжение обмотки СН	кВ
з)	номинальное напряжение обмотки ВН	кВ
и)	номинальное напряжение КО (при наличии нескольких компенсационных обмоток информация приводится по каждой обмотке)	кВ
к)	номинальный ток обмотки ВН	А
л)	номинальный ток обмотки СН	А
м)	номинальный ток обмотки НН (по каждой обмотке НН для трансформатора (автотрансформатора) с расщепленной обмоткой)	А
н)	номинальный ток КО (при наличии нескольких компенсационных обмоток информация приводится по каждой обмотке)	А

о)	наибольший допустимый ток общей обмотки	А
п)	напряжение короткого замыкания между всеми парами обмоток (ВН, СН, НН, КО) трансформатора (автотрансформатора), приведенное к номинальной мощности трансформатора (автотрансформатора) (при наличии расщепленных обмоток НН или нескольких компенсационных обмоток - информация приводится по каждой обмотке НН и по каждой КО)	%
р)	напряжение короткого замыкания между парами обмоток ВН-СН, ВН-НН и СН-НН на первом и последнем положении переключателя, приведенное к номинальной мощности трансформатора (автотрансформатора) (при наличии расщепленных обмоток НН информация приводится по каждой обмотке НН)	%
с)	потери короткого замыкания для всех пар обмоток (ВН, СН, НН, КО) трансформатора (автотрансформатора) (при наличии расщепленных обмоток НН или нескольких компенсационных обмоток - информация приводится по каждой обмотке НН и по каждой КО)	кВт
т)	потери короткого замыкания между парами обмоток ВН-СН, ВН-НН и СН-НН на первом и последнем положении переключателя (при наличии расщепленных обмоток НН информация приводится по каждой обмотке НН)	кВт
у)	потери активной мощности холостого хода	кВт
ф)	ток холостого хода	%
х)	режим заземления нейтралей (представляется в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления 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	
ч)	сопротивление нулевой последовательности трансформатора (автотрансформатора) (по каждой из обмоток ВН, НН, СН) (информация предоставляется при наличии соответствующих данных в паспорте трансформатора (автотрансформатора)	Ом
	сопротивление постоянному току компенсационной обмотки (при наличии нескольких компенсационных обмоток информация приводится по каждой обмотке)	Ом
ш)	параметры регулирования напряжения:	
	способ регулирования напряжения (устройство регулирования напряжения под нагрузкой, устройство переключения без возбуждения, вольтодобавочный трансформатор, линейный регулировочный трансформатор)	

	режим использования устройства регулирования напряжения под нагрузкой: под нагрузкой в автоматическом режиме/дистанционно под нагрузкой/дистанционно под напряжением без нагрузки (с кратковременным разрывом транзита мощности по трансформатору)/с отключением без нагрузки	
	номинальный коэффициент трансформации ВН-СН	
	номинальный коэффициент трансформации ВН-НН (по каждой обмотке НН для трансформатора (автотрансформатора) с расщепленной обмоткой)	
	номинальный коэффициент трансформации СН-НН (по каждой обмотке НН для трансформатора (автотрансформатора) с расщепленной обмоткой)	
	место установки (электрическая точка подключения) устройства регулирования; ВН, СН, НН, нейтраль	
	значения комплексных коэффициентов трансформации (для трансформаторов и автотрансформаторов с продольно-поперечным регулированием) в зависимости от положения привода устройств регулирования напряжения под нагрузкой (устройств переключения без возбуждения) - по форме в соответствии с таблицей 3 приложения № 2 к Правилам	
щ)	перегрузочная способность:	
	коэффициенты допустимой аварийной перегрузки трансформаторов (автотрансформаторов) в зависимости от температуры наружного воздуха - по форме в соответствии с таблицей 4 приложения № 2 к Правилам	о.е.
	коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов (автотрансформаторов) без ограничения длительности - по форме в соответствии с таблицей 5 приложения № 2 к Правилам	о.е.
ы)	значения напряжений, тока и коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов (за исключением трансформаторов и автотрансформаторов с продольно-поперечным регулированием) в зависимости от положения привода устройств регулирования напряжения под нагрузкой (устройств переключения без возбуждения) - по форме в соответствии с таблицей 6 приложения № 2 к Правилам	
2.9.	<p>Линии электропередачи (далее – ЛЭП)</p> <p>(Данные указываются по каждому из участков (сегментов) ЛЭП, ограниченному точками изменения конфигурации (присоединением к коммутационному аппарату, присоединением ответвления (отпайки) (далее – участок).</p> <p>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</p>	

	<p>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.</p> <p>При наличии участков параллельного следования с другими ЛЭП (далее – коридор взаимоиндукции) данные представляются для всех ЛЭП коридора взаимоиндукции)</p>	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	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)	<p>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);</p> <p>при присвоении составным частям ЛЭП номеров отсчет составных частей необходимо начинать от подстанции, которая указана в диспетчерском наименовании ЛЭП первой</p>	
в)	<p>схема кабельно-воздушной ЛЭП (далее – КВЛ) с указанием:</p> <p>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;</p> <p>длины от конца кабельной составной части до коммутационного аппарата ПС, которая указана в диспетчерском наименовании ЛЭП второй (далее – конец ЛЭП), км;</p> <p>номеров опор КВЛ, между которыми расположена кабельная составная часть;</p> <p>номеров (наименований) переходных пунктов, ограничивающих кабельную составную часть</p>	
г)	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)	
д)	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)	
е)	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_e – диаметр наружной оболочки кабеля; d_c – наружный диаметр жилы кабеля; t_3 – толщина оболочки кабеля; t_s – толщина экрана; t_j – толщина рабочей изоляции; $t_{п.с}$ – толщина полупроводящего покрытия по жиле; $t_{п.и}$ – толщина полупроводящего покрытия по изоляции «жила-экран»; $t_{п.с}$ – толщина полупроводящего покрытия 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
	удельное сопротивление токоведущей жилы (постоянному току при 20 °С), удельное сопротивление экрана (постоянному току при 20 °С)	Ом/км
	толщина рабочей изоляции	мм
	толщина алюминиевой ленты для поперечной герметизации	мм
	наибольшее рабочее напряжение	кВ
	рабочая температура жилы и экрана	°С
	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
ж)	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 сопротивление провода постоянному току при T=20°С	Ом/км

	удельное сопротивление грозозащитного троса постоянному току при $T = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$	Ом/км
	удельное внутреннее индуктивное сопротивление грозозащитного троса Худ	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.
3)	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 (отпаяк) - расстояние от каждой опоры до отпаячной ПС	м
	расстояние от каждой опоры до конца ЛЭП; для опор в составе ответвлений (отпаяк) - 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 удельного сопротивления 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	

и)	при наличии участков параллельного следования с другими ЛЭП для каждого коридора взаимоиנדукции в виде эскиза:	
	обозначение коридора взаимоиנדукции	
	расстояние от начала ЛЭП (при расположении коридора взаимоиנדукции на ответвлении (отпайке) - от отпаечной ПС) до начала коридора взаимоиנדукции	км
	длина коридора взаимоиנדукции с указанием номеров опор, ограничивающих коридор взаимоиנדукции	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 взаимоиנדукции) указывается со знаком «+», если параллельная ЛЭП (ЛЭП, следующая в одном коридоре взаимоиנדукции) расположена справа, и со знаком «-», если параллельная ЛЭП (ЛЭП, следующая в одном коридоре взаимоиנדукции) расположена слева от оси рассматриваемой ЛЭП. При определении правого или левого расположения параллельных ЛЭП (ЛЭП, следующих в одном коридоре взаимоиנדукции) относительно рассматриваемой ЛЭП необходимо смотреть вдоль ЛЭП со стороны начала ЛЭП)	
	наименования ЛЭП параллельного следования	
	уточненные данные по коридорам взаимоиנדукции с другими ЛЭП, предусмотренные настоящим подпунктом, - в случае если ЛЭП, следующие в одном коридоре взаимоиנדукции, принадлежат на праве собственности или на ином законном основании разным лицам, от таких лиц ранее получены противоречивые данные по параметрам коридора взаимоиנדукции ЛЭП, и диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в адрес указанных лиц направлено уведомление о необходимости взаимодействия в целях уточнения и взаимного согласования таких параметров	
2.10.	Трансформаторы тока (в том числе встроенные)	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование подстанции, электростанции	
	диспетчерское наименование трансформатора тока	
	место установки (электрическая точка подключения) трансформатора тока	
	тип установки (встроенный/выносной)	

	тип (марка) трансформатора тока	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
б)	номинальное напряжение, наибольшее рабочее напряжение первичной обмотки	кВ
в)	номинальный ток (первичный) с указанием номинального тока для всех ответвлений	А
г)	номинальный ток (вторичный) с указанием номинального тока для всех ответвлений	А
д)	номинальный ток (первичный и вторичный) выбранного (фактически установленного) ответвления для каждой из вторичных обмоток	
е)	класс точности каждой из вторичных обмоток	
ж)	номинальная мощность для каждой из вторичных обмоток	ВА
з)	наибольший рабочий ток (первичный)	А
и)	сопротивление обмотки активное и индуктивное для каждой из вторичных обмоток	Ом
к)	номинальная вторичная нагрузка с указанием коэффициента мощности или активное и индуктивное сопротивление нагрузки для каждой из вторичных обмоток	ВА (Ом)
л)	номинальная предельная кратность для каждой из вторичных обмоток для защиты	
2.11.	Измерительные трансформаторы напряжения	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование подстанции, электростанции	
	диспетчерское наименование измерительного трансформатора напряжения	
	место установки (электрическая точка подключения) измерительного трансформатора напряжения	
	тип (марка) трансформатора напряжения	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
б)	номинальное напряжение первичной обмотки	кВ
в)	наибольшее рабочее напряжение первичной обмотки	кВ

г)	номинальное напряжение для каждой из вторичных обмоток	В
д)	класс точности каждой из вторичных обмоток	
е)	номинальная мощность для каждой из вторичных обмоток	ВА
ж)	схема соединения каждой из вторичных обмоток	
2.12.	Высокочастотные заградители	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование подстанции, электростанции	
	диспетчерское наименование высокочастотного заградителя	
	тип (марка) высокочастотного заградителя	
	год ввода в эксплуатацию	
б)	место присоединения, фаза линии электропередачи	
в)	класс напряжения	кВ
г)	номинальный ток	А
2.13.	Шины, ошиновки	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование подстанции, электростанции	
	место присоединения	
	диспетчерское наименование системы (секции) шин, ячейки присоединения	
	год ввода в эксплуатацию	
б)	номинальный ток	А
в)	количество проводов в фазе	шт.
г)	марка провода (кабеля)	
2.14.	Дополнительные параметры и характеристики электросетевого оборудования и линий электропередачи. Вместе с информацией, указанной в подпунктах 2.1 – 2.13 пункта 2 настоящей таблицы, в отношении электросетевого оборудования и линий электропередачи предоставляются следующие параметры и характеристики:	
а)	в отношении линий электропередачи, шунтирующих реакторов, устройств	

	продольной компенсации, токоограничивающих реакторов, выключателей, разъединителей, трансформаторов, автотрансформаторов, трансформаторов тока, измерительных трансформаторов напряжения, высокочастотных заградителей, шин и ошинок – допустимые повышения напряжения промышленной частоты по форме в соответствии с таблицами 7 и 8 приложения № 2 к Правилам	
б)	в отношении линий электропередачи, устройств продольной компенсации, токоограничивающих реакторов, выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, высокочастотных заградителей, шин и ошинок - допустимая токовая нагрузка линий электропередачи и оборудования в зависимости от температуры наружного воздуха по форме в соответствии с таблицей 9 приложения № 2 к Правилам	
2.15.	Фильтро-компенсирующие устройства	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	диспетчерское наименование подстанции	
	тип фильтро-компенсирующего устройства	
	диспетчерское наименование фильтро-компенсирующего устройства	
	год ввода в эксплуатацию	
	организация-изготовитель	
	место установки (электрическая точка подключения) фильтро-компенсирующего устройства	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	наибольшее рабочее напряжение	кВ
г)	номинальная мощность	квар
д)	емкостная проводимость	мкСм
е)	потери активной мощности при номинальном напряжении	кВт
ж)	индуктивная проводимость	мкСм
3.	Иное оборудование. По асинхронизированным генераторам, фазопоротным устройствам, выпрямительным установкам и другому оборудованию, не указанному в пунктах 1 и 2 настоящей таблицы, приводятся:	
а)	общие сведения, позволяющие идентифицировать указанное оборудование (идентификатор mRID, диспетчерское наименование объекта электроэнергетики, на котором установлено оборудование, диспетчерское наименование оборудования, его тип (марка), организация-изготовитель, год ввода в эксплуатацию)	

б)	<p>паспортные данные указанного оборудования, необходимые для его моделирования в расчетной модели энергосистемы и осуществления управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием такого оборудования (в случае его отнесения к объектам диспетчеризации).</p>	
в)	<p>математическая модель системы регулирования фазоповоротных устройств (далее – ФПУ), преобразователей постоянного тока (далее – ППТ), вставок постоянного тока (далее – ВПТ), статических компенсаторов реактивной мощности (далее – СТАТКОМ) (в отношении вновь вводимых в эксплуатацию ФПУ, ППТ, ВПТ, СТАТКОМ), содержащая:</p> <p>структурную схему, выполненную на базе функциональных блоков библиотеки стандартных алгоритмов, разделенную на блоки, реализующие отдельные алгоритмы системы регулирования;</p> <p>описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления и технологических алгоритмов их работы;</p> <p>указание принадлежности каждого функционального блока к действующим алгоритмам;</p> <p>расшифровку названий (сокращений), используемых в модели;</p> <p>описание функциональных блоков используемой библиотеки алгоритмов и технологических алгоритмов управления;</p> <p>численные значения параметров настройки, используемые в модели</p>	

Приложение № 2
к Правилам предоставления информации,
необходимой для осуществления
оперативно-диспетчерского управления
в электроэнергетике, утвержденным
приказом Минэнерго России
от 20.12.2022 № 1340

Форма

Таблица 1. Допустимая продолжительность работы в различных
диапазонах отклонения частоты

Диапазон отклонения частоты, Гц	46	46 – 47	47 – 48	48 – 49	50,5 – 51	51 – 53	53 – 55
Допустимая продолжительность работы в диапазонах отклонения частоты, с							

Таблица 2. Допустимая перегрузочная способность генератора по току обратной последовательности

Продолжительность несимметричного режима, с	1	2	3	4	5	6	8	9	10
Допустимый ток обратной последовательности, в долях от номинального									

Таблица 3. Значения комплексных коэффициентов трансформации (для автотрансформаторов (трансформаторов) с продольно-поперечным регулированием) в зависимости от положения привода

\ Положение привода по продольной оси \ Положение привода по поперечной оси \		1	2	3	4	...	n
		1	Значение коэффициента трансформации				

N	n	-n										
---	---	----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Таблица 7. Допустимые повышения напряжения промышленной частоты
(для оборудования классом напряжения до 330 кВ включительно)

Параметры	Величина параметра				
	1	2	3	4	5
Диапазон напряжения, кВ					
Допустимая длительность работы в диапазоне, с	1200	20	1	0,1	

Таблица 8. Допустимые повышения напряжения промышленной частоты (для
оборудования классом напряжения выше 330 кВ)

Параметры	Величина параметра									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Диапазон напряжения, кВ										
Допустимая длительность работы в диапазоне	8 ч	3 ч	1 ч	20 мин	5 мин	1 мин	20 с	1 с	0.1 с	

Таблица 9. Допустимая токовая нагрузка линий электропередачи и оборудования в зависимости от температуры наружного воздуха

(предоставляются данные о длительно допустимой токовой нагрузке участков линий электропередачи (далее – ЛЭП). Для воздушных и кабельно-воздушных ЛЭП допустимая токовая нагрузка участков ЛЭП определяется условиями сохранения механической прочности провода и сохранением нормированных вертикальных расстояний между проводом и землей или между проводом и пересекаемыми объектами)

N п/п	Температура, °С (заполняется для диапазона температур от -5 °С до +40 °С с шагом 5 °С. При наличии предоставляются данные в более широком спектре температур. Обязательно указание метода)	Длительно допустимый ток, А	Аварийно допустимый ток, А (при наличии предоставляются данные об аварийно допустимом токе большей длительности)			Допустимость интерполяции длительно допустимого и аварийно допустимого тока при промежуточных значениях температуры
			до 10 с.	до 1 мин.	до 20 мин.	

	определения допустимого тока за границами вышеуказанных диапазонов температур)					
1	2	3	4	6	7	8
						допускается/не допускается

Приложение № 3
к Правилам предоставления информации,
необходимой для осуществления
оперативно-диспетчерского управления
в электроэнергетике, утвержденным
приказом Минэнерго России
от 20.12.2022 № 1340

Параметры и характеристики перспективных линий электропередачи,
оборудования объектов по производству электрической энергии и объектов
электросетевого хозяйства, планируемых к строительству, реконструкции,
модернизации, техническому перевооружению

№ п/п	Наименование параметра, характеристики	Единица измерения
1	2	3
1.	Параметры генерирующего оборудования электростанций	
1.1.	Турбины	
а)	общие сведения: идентификатор mRID наименование электростанции (при наличии – диспетчерское наименование) наименование турбины (при наличии – диспетчерское наименование) наименование генераторного оборудования (блока), с которым (в составе которого) работает турбина (при наличии – диспетчерское наименование) тип (марка) станционный номер планируемый год ввода в эксплуатацию	
б)	номинальная активная мощность турбины	МВт
в)	маховый момент турбины	т·м ²
г)	номинальная частота вращения турбины	оборот/мин
д)	параметры регулятора скорости турбин	
е)	статизм регулятора скорости	%
ж)	зона нечувствительности регулятора скорости	Гц
з)	динамические возможности разгрузки турбины по активной мощности (при необходимости применения разгрузки): импульсная (кратковременная) и длительная разгрузка под воздействием управляющего сигнала максимальной амплитуды через электрогидравлический преобразователь турбины	МВт

	время задержки от момента подачи управляющего воздействия на электрогидравлический преобразователь до начала снижения мощности турбины	с
	скорость снижения мощности турбины при импульсной разгрузке	МВт/с
	максимальная величина снижения мощности турбины при импульсной разгрузке $((P_H - P_{ИРТ}) / P_H)$	%
	время восстановления мощности турбины после импульсной разгрузки	с
	максимальная величина снижения мощности турбины при длительной разгрузке $((P_H - P_{ДРТ}) / P_H)$	%
	скорость снижения мощности турбины при длительной разгрузке	МВт/с
и)	в отношении газотурбинных установок (далее – ГТУ), в том числе входящих в состав парогазовых установок (далее – ПГУ), в дополнение к информации, указанной в подпунктах «а» – «ж» настоящего подпункта, предоставляется следующая информация о технических характеристиках ГТУ:	
	тип ГТУ (одновальная, многовальная, в составе ПГУ)	
1.2.	Генераторное оборудование (турбогенераторы, гидрогенераторы), синхронные компенсаторы, синхронные двигатели	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование электростанции, подстанции (при наличии – диспетчерское наименование)	
	наименование генераторного оборудования (при наличии – диспетчерское наименование)	
	тип (марка)	
	станционный номер	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
б)	тип системы возбуждения	
в)	номинальная мощность агрегата	МВт
г)	номинальный коэффициент мощности	
д)	номинальное напряжение	кВ
е)	активное сопротивление статора	Ом
ж)	маховый момент ротора генератора ($GD^2_{ГЕН}$)	т·м ²
з)	номинальная частота вращения генератора	оборот/мин
и)	суммарный маховый момент элементов, расположенных на одном валу с генератором, не включая маховый момент турбины ($GD^2_{ЭЛЕМЕНТ}$)	т·м ²
к)	реактивное сопротивление по продольной оси (X_d)	о.е.
л)	реактивное сопротивление по поперечной оси (X_q)	о.е.

м)	переходное реактивное сопротивление по продольной оси (X'_d)	о.е.
н)	сверхпереходное реактивное сопротивление по продольной оси (X''_d)	о.е.
о)	сверхпереходное реактивное сопротивление по поперечной оси (X''_q)	о.е.
п)	реактивное сопротивление рассеяния (X_s)	о.е.
р)	реактивное сопротивление обратной последовательности (X_2)	о.е.
с)	постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой обмотке якоря (T_{d0})	с
т)	переходная постоянная времени обмотки возбуждения при короткозамкнутой обмотке якоря (T'_d)	с
у)	сверхпереходная постоянная времени демпферной обмотки при разомкнутых обмотках якоря и возбуждения по продольной оси (T''_{d0})	с
ф)	сверхпереходная постоянная времени демпферной обмотки при короткозамкнутых обмотках якоря и возбуждения по продольной оси (T''_d)	с
х)	сверхпереходная постоянная времени демпферной обмотки при разомкнутых обмотках якоря и возбуждения по поперечной оси (T''_{q0})	с
ц)	сверхпереходная постоянная времени демпферной обмотки при короткозамкнутых обмотках якоря и возбуждения по поперечной оси (T''_q)	с
ч)	диаграмма мощности (P-Q диаграмма) в графическом виде по данным организации-изготовителя и в табличном виде (с разбивкой с шагом не более 10%): P (0; 0.1 · Pуст; 0.2 · Pуст; 0.3 · Pуст; 0.4 · Pуст; 0.5 · Pуст; 0.6 · Pуст; 0.7 · Pуст; 0.8 · Pуст; 0.9 · Pуст; Pуст). На диаграмме и в табличном виде дополнительно приводится характеристика эксплуатационных ограничений, настроек регуляторов (ограничителей минимального возбуждения) для номинальных параметров	о.е., МВт
1.3.	Автоматический регулятор возбуждения (далее – АРВ)	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование электростанции, подстанции (при наличии – диспетчерское наименование)	
	тип системы возбуждения и организация-изготовитель системы возбуждения	
	тип (марка) АРВ	
б)	функциональная схема регулятора возбуждения с указанием настроечных параметров блоков (предоставление информации, предусмотренной настоящим подпунктом не требуется в случае, если планируемый к применению АРВ сильного действия и алгоритм его функционирования ранее успешно прошли испытания в соответствии с требованиями к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов, утвержденными	

	приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 98 ¹ , и информация о результатах таких испытаний предоставлена системному оператору)	
в)	коэффициенты усиления по каналам регулирования	
г)	постоянные времени по каналам регулирования	
1.4.	Возбудитель	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование электростанции, подстанции (при наличии – диспетчерское наименование)	
	тип (марка) возбудителя	
б)	постоянная времени возбудителя	с
1.5.	Ветроэнергетические установки (далее – ВЭУ) (в случае планируемого наличия в составе ветровой электростанции нескольких единиц генерирующего оборудования одного типа (марки) и с одинаковыми параметрами и характеристиками предоставляются сведения в отношении одной единицы оборудования, а также указывается количество входящих в состав ветровой электростанции единиц генерирующего оборудования такого типа (марки) с аналогичными характеристиками)	
1.5.1.	Для электростанции:	
а)	идентификатор mRID	
б)	наименование (при наличии – диспетчерское наименование)	
в)	максимальная мощность	МВт
г)	общее количество ВЭУ в составе электростанции с разбивкой по годам ввода в работу и типам (маркам) (при наличии информации о типах (марках) ВЭУ)	
д)	количество и номинальная мощность находящихся в составе электростанции ВЭУ одинакового типа (марки) (при наличии информации о типах (марках) ВЭУ) с одинаковыми характеристиками с указанием каждого распределительного устройства 6 кВ и выше электростанции, на которое осуществляется выдача мощности каждого ВЭУ	
1.5.2.	Для ВЭУ каждого типа (марки):	
а)	тип (марка) ВЭУ	
б)	технические характеристики ВЭУ:	
	мощность ВЭУ (номинальная)	МВт
	величина собственных нужд ВЭУ	МВт (% от $P_{уст}$)
	скорость сброса/набора нагрузки	МВт/с
в)	технические характеристики генератора ВЭУ:	

¹ Зарегистрирован Минюстом России 3 июня 2019 г., регистрационный № 54828.

	наименование генератора (при наличии – диспетчерское наименование)	
	тип генератора (синхронный, асинхронный или др.)	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
	номинальное напряжение генератора	кВ
	номинальная мощность генератора (активная)	МВт
	полная мощность генератора	МВА
	номинальная частота	Гц
	номинальный коэффициент мощности	
	способ подключения к сети (прямое подключение, тиристорное, через полностью управляемый преобразователь)	
г)	диаграмма мощности (P-Q диаграмма) в графическом виде по данным организации-изготовителя и в табличном виде (с разбивкой с шагом не более 10%): P (0; 0.1 · Pуст; 0.2 · Pуст; 0.3 · Pуст; 0.4 · Pуст; 0.5 · Pуст; 0.6 · Pуст; 0.7 · Pуст; 0.8 · Pуст; 0.9 · Pуст; Pуст).	о.е., МВт
1.5.3.	Для ВЭУ, подключаемых к сети через преобразователи, в дополнение к информации, указанной в подпункте 1.5.2, указывается:	
а)	тип преобразователя	
б)	номинальная мощность (полная) (S _н) преобразователя	МВА
в)	номинальное напряжение на выходе	В
г)	регулируемые диапазоны преобразователя по активной мощности	МВт
д)	регулируемые диапазоны преобразователя по реактивной мощности	Мвар
е)	допустимая перегрузка преобразователя по току	%
ж)	максимальная величина тока преобразователя	А
з)	ток подпитки при внешних трехфазных коротких замыканиях	А
и)	ток подпитки при внешних однофазных коротких замыканиях	А
к)	время отключения инвертором тока короткого замыкания	с
1.6.	Солнечные энергетические установки (в случае планируемого наличия в составе солнечной электростанции нескольких единиц генерирующего оборудования одного типа (марки) и с одинаковыми параметрами и характеристиками предоставляются сведения в отношении одной единицы оборудования, а также указывается количество входящих в состав солнечной электростанции единиц генерирующего оборудования такого типа (марки) с аналогичными характеристиками)	
1.6.1.	Для электростанции:	
а)	идентификатор mRID	
б)	наименование (при наличии – диспетчерское наименование)	
в)	максимальная мощность	
г)	общее количество фотоэлектрических солнечных модулей в составе электростанции с разбивкой по годам ввода и типам (маркам) (при	

	наличии информации о типах (марках) фотоэлектрических солнечных модулей)	
д)	количество и номинальная находящиеся в составе электростанции фотоэлектрических солнечных модулей одинакового типа (марки) (при наличии информации о типах (марках) фотоэлектрических солнечных модулей) с одинаковыми характеристиками	
е)	количество и единичная полная мощность преобразователей с указанием количества фотоэлектрических солнечных модулей, подключенных к преобразователю, и каждого распределительного устройства напряжением 6 кВ и выше электростанции, на которое осуществляется выдача мощности этих преобразователей	
1.6.2.	Для фотоэлектрических солнечных модулей каждого типа (марки):	
а)	тип (марка)	
б)	планируемый год ввода в эксплуатацию	
в)	номинальная мощность (активная) (P_H)	МВт
г)	величина собственных нужд	МВт (% от $P_{уст}$)
д)	скорость сброса/набора нагрузки	МВт/с
е)	диаграмма мощности (P-Q диаграмма) в графическом виде по данным организации-изготовителя и в табличном виде (с разбивкой с шагом не более 10%): P (0; 0.1 · $P_{уст}$; 0.2 · $P_{уст}$; 0.3 · $P_{уст}$; 0.4 · $P_{уст}$; 0.5 · $P_{уст}$; 0.6 · $P_{уст}$; 0.7 · $P_{уст}$; 0.8 · $P_{уст}$; 0.9 · $P_{уст}$; $P_{уст}$)	о.е., МВт
1.6.3.	Для каждого типа (марки) преобразователей:	
а)	тип преобразователя	
б)	номинальное напряжение на выходе	В
в)	допустимая перегрузка преобразователя по току	%
г)	ток подпитки при внешних трехфазных коротких замыканиях	А
д)	ток подпитки при внешних однофазных коротких замыканиях	А
е)	время отключения инвертором тока короткого замыкания	с
ж)	номинальная мощность (полная) (S_H)	МВА
з)	регулируемые диапазоны преобразователя по активной мощности	МВт
и)	регулируемые диапазоны преобразователя по реактивной мощности	Мвар
к)	максимальная величина тока преобразователя	А
2.	Параметры электросетевого оборудования и линий электропередачи	
2.1.	Батареи статических конденсаторов	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование подстанции (при наличии – диспетчерское наименование)	
	наименование батареи статических конденсаторов	

	планируемый год ввода в эксплуатацию	
	место установки (электрическая точка подключения) батареи статических конденсаторов	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	номинальная мощность	квар
2.2.	Шунтирующие (компенсирующие) реакторы:	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование электростанции, подстанции (при наличии – диспетчерское наименование)	
	наименование шунтирующего реактора (при наличии – диспетчерское наименование)	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
	место установки (электрическая точка подключения) шунтирующего реактора	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	номинальная мощность	Мвар
г)	диапазон регулирования мощности (только для управляемых шунтирующих реакторов)	Мвар
2.3.	Статические тиристорные компенсаторы	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование подстанции (при наличии – диспетчерское наименование)	
	наименование статического тиристорного компенсатора (при наличии – диспетчерское наименование)	
	место установки (электрическая точка подключения) статического тиристорного компенсатора	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	номинальная мощность	Мвар
г)	диапазон регулирования мощности	Мвар
2.4.	Устройства продольной компенсации (далее – УПК)	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование подстанции	
	наименование УПК	
	место установки (электрическая точка подключения)	

	планируемый год ввода в эксплуатацию	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	номинальная мощность	квар
г)	емкость	Ф
д)	номинальный ток	А
е)	диапазон регулирования мощности (только для управляемых УПК)	Мвар
2.5.	Токоограничивающие реакторы	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование электростанции, подстанции (при наличии – диспетчерское наименование)	
	наименование токоограничивающего реактора (при наличии – диспетчерское наименование)	
	место установки (электрическая точка подключения) токоограничивающего реактора	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	индуктивное сопротивление	Ом
г)	номинальный ток	А
2.6.	Выключатели	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование электростанции, подстанции (при наличии – диспетчерское наименование)	
	наименование выключателя (при наличии – диспетчерское наименование)	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	номинальный ток	А
г)	номинальный ток отключения	А
2.7.	Трансформаторы и автотрансформаторы	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование электростанции, подстанции (при наличии – диспетчерское наименование)	
	наименование трансформатора (автотрансформатора) (при наличии – диспетчерское наименование)	
	тип (марка) трансформатора (автотрансформатора)	

	планируемый год ввода в эксплуатацию	
б)	номинальная мощность	МВА
в)	номинальное напряжение обмоток	кВ
г)	напряжение короткого замыкания	%
д)	потери холостого хода	Вт
е)	потери короткого замыкания	Вт
2.8.	<p>Линии электропередачи (далее – ЛЭП)</p> <p>(Данные указываются по каждому из участков (сегментов) ЛЭП, ограниченному точками изменения конфигурации (присоединением к коммутационному аппарату, присоединением отвлечения (отпайки)) (далее – участок).</p> <p>Для участков, состоящих из частей с разным количеством проводов в фазе, кабельно-воздушных участков, участков, выполненных проводами или кабелем разных марок, разного сечения (далее совместно именуется «неоднородные участки»), данные указываются по каждой однородной составной части неоднородного участка.)</p>	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование ЛЭП (при наличии – диспетчерское наименование)	
	вид ЛЭП (воздушная, кабельная, кабельно-воздушная)	
	номинальное напряжение, на котором эксплуатируется ЛЭП	кВ
	номинальное напряжение, на которое построена ЛЭП	кВ
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
	длина ЛЭП	км
б)	технические данные кабельного участка (составной части) ЛЭП:	
	обозначение составной части	
	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.
в)	технические данные воздушного участка (составной части) ЛЭП:	
	обозначение составной части	
	год ввода в эксплуатацию	
	длина воздушного участка (составной части)	
	марка провода, количество проводов в фазе	
	количество параллельных воздушных составных частей	шт.
2.9.	Шины, ошиновки	

а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование подстанции, электростанции (при наличии – диспетчерское наименование)	
	место присоединения	
	наименование системы (секции) шин, ячейки присоединения (при наличии – диспетчерское наименование)	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
б)	номинальный ток	А
в)	количество проводов в фазе	шт.
г)	марка провода (кабеля)	
2.10.	Фильтро-компенсирующие устройства	
а)	общие сведения:	
	идентификатор mRID	
	наименование подстанции (при наличии – диспетчерское наименование)	
	наименование фильтро-компенсирующего устройства (при наличии – диспетчерское наименование)	
	планируемый год ввода в эксплуатацию	
	место установки (электрическая точка подключения) фильтро-компенсирующего устройства	
б)	номинальное напряжение	кВ
в)	номинальная мощность	квар
г)	емкостная проводимость	мкСм
3.	Асинхронизированные генераторы, фазоповоротные устройства, выпрямительные установки	
а)	общие сведения, позволяющие идентифицировать указанное оборудование (идентификатор mRID, наименование (при наличии – диспетчерское наименование) объекта электроэнергетики, на котором установлено оборудование, наименование оборудования (при наличии – диспетчерское наименование), его тип (марка), организация-изготовитель, планируемый год ввода в эксплуатацию)	
б)	паспортные данные указанного оборудования	
4.	Упрощенная схема распределительного устройства в графической форме без указания разъединителей, заземляющих ножей, трансформаторов тока и измерительных трансформаторов напряжения	

Приложение № 4
к Правилам предоставления информации,
необходимой для осуществления
оперативно-диспетчерского управления
в электроэнергетике, утвержденным
приказом Минэнерго России
от 20.12.2022 № 1340

Форма

Показатели фактического баланса электрической энергии по субъектам электроэнергетики
за _____ года

Представляют:	Сроки представления информации:	Периодичность представления информации:
Субъекты электроэнергетики, потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии; гарантирующие поставщики, энергосбытовые организации;	до 7:00 местного времени суток, следующих за отчетными	ежедневно
потребители электрической энергии – участники оптового рынка электрической энергии и мощности; организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, иные собственники и законные владельцы объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть; территориальные сетевые организации; иные собственники и законные владельцы линий электропередачи, пересекающих границу субъекта Российской Федерации	до 7 числа месяца, следующего за отчетным	ежемесячно

Наименование организации, представляющей информацию:

Адрес в пределах места нахождения:

Раздел 1. Информация о производстве, потреблении и перетоках электрической энергии (предоставляется субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, владеющими на праве собственности или на ином законном основании объектами по производству электрической энергии), тыс. кВт·ч