

О внесении изменений в некоторые акты Минэнерго России по вопросам дистанционного управления из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и его организации

Приказ · № 2398 · от 09.12.2024 · Министерство энергетики · Действует без изменений

Министерство юстиции
Российской Федерации
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
Регистрационный № 80837
от 28 декабря 2024 г.

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРИКАЗ

Москва

9 декабря 2024 г. № 2398

О внесении изменений в некоторые акты Минэнерго России по вопросам дистанционного управления из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и его организации

В целях совершенствования требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и в соответствии со статьей 15 1 , абзацем четвертым пункта 2 статьи 21, абзацами первым, третьим - седьмым пункта 2 статьи 28, пунктом 8 статьи 38 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ "Об электроэнергетике", подпунктами 4.2.14 21 , 4.2.14 24 пункта 4 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400, пунктами 36 1 и 37 Правил полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442, подпунктом "а", абзацем вторым подпункта "б", подпунктом "в", абзацами первым и третьим подпункта "д" пункта 1, пунктом 2 1 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", абзацами третьим и четвертым подпункта "б", абзацами восьмым, девятым и десятым подпункта "в", абзацем четвертым подпункта "г" пункта 2, абзацами вторым и четвертым пункта 3 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" приказываю:

Утвердить прилагаемые изменения, которые вносятся в некоторые акты Минэнерго России по вопросам дистанционного управления из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и его организации.

Министр С.Е.Цивилев

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Минэнерго России

ИЗМЕНЕНИЯ,

которые вносятся в некоторые акты Минэнерго России по вопросам дистанционного управления из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и его организации

1. В Правилах разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 6 июня 2013 г. № 290 1 :

1 Зарегистрирован Минюстом России 9 августа 2013 г., регистрационный № 29348, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 18 октября 2018 г. № 898 (зарегистрирован Минюстом России 14 ноября 2018 г., регистрационный № 52677).

1) пункт 16 дополнить абзацем следующего содержания:

"Включение в графики временного отключения потребления энергопринимающих устройств потребителей осуществляется с соблюдением требований пункта 37 Правил полного и (или) частичного ограничения режима потребления.";

2) абзац первый пункта 26 после слов "питающих центров" дополнить словами "и (или) с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров, центров управления сетями сетевой организации";

3) абзац второй пункта 30 после слова "передаются" дополнить словами "(в том числе с использованием средств дистанционного управления)";

4) пункт 30 дополнить абзацем следующего содержания:

"При наличии технической возможности введение в действие графиков временного отключения потребления осуществляется с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра путем автоматизированной передачи команд на введение в действие таких графиков из диспетчерского центра в автоматизированные системы технологического управления (далее - АСТУ) центров управления сетями сетевых организаций. В указанном случае выдача и выполнение такой диспетчерской команды осуществляются с соблюдением положений, предусмотренных пунктами 36, 38, 40 и 42 настоящих Правил, выдача диспетчерским центром команды на ввод в действие графика временного отключения потребления регистрируется средствами автоматизированных систем диспетчерского управления (далее - АСДУ) диспетчерского центра, внесение записи о выдаче такой команды в оперативный журнал не требуется.";

5) абзац первый пункта 31 после слов "диспетчерского центра" дополнить словами "(в том числе переданных с использованием средств дистанционного управления)";

6) абзац второй пункта 32 после слов "питающих центров или" дополнить словами "с использованием средств дистанционного управления из центра управления сетями сетевой организации либо";

7) пункт 36 изложить в следующей редакции:

"36. Диспетчерские команды на введение в действие графиков временного отключения потребления передаются диспетчерским персоналом диспетчерского центра оперативному персоналу первичного получателя команд об аварийных ограничениях, а при наличии технической возможности - с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра путем автоматизированной передачи команд на введение в действие таких графиков из диспетчерского центра в АСТУ центра управления сетями первичного получателя команд об аварийных ограничениях.

По согласованию между субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и

первичными получателями команд об аварийных ограничениях диспетчерские команды на введение в действие графиков временного отключения потребления выдаются диспетчерским персоналом диспетчерского центра оперативному персоналу объектов по производству электрической энергии, к которым технологически присоединены энергопринимающие устройства потребителей, или непосредственно потребителям (при наличии каналов прямой диспетчерской связи между соответствующим диспетчерским центром и такими объектами по производству электрической энергии или потребителями).

При получении от диспетчерского персонала диспетчерского центра диспетчерской команды на введение в действие графиков временного отключения потребления оперативный персонал первичного получателя команд об аварийных ограничениях должен распределить заданные диспетчерским центром объемы аварийных ограничений и обеспечить реализацию графиков временного отключения за требуемое диспетчерской командой время.

В случае если в соответствии с абзацем четвертым пункта 30 настоящих Правил передача команды на введение в действие графиков временного отключения потребления осуществляется автоматизированно с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра, при поступлении такой команды в АСТУ центра управления сетями первичным получателем команд об аварийных ограничениях посредством указанных АСТУ должны быть обеспечены: автоматическое распределение заданных диспетчерским центром объемов аварийных ограничений; реализация графиков временного отключения за требуемое диспетчерским центром время, в том числе с использованием средств дистанционного управления из центра управления сетями и питающих центров сетевой организации;

передача информации о выполнении команды на введение в действие графиков временного отключения потребления из АСТУ центра управления сетями в АСДУ диспетчерского центра.

Независимо от способа передачи команды на введение в действие графиков временного отключения потребления (путем передачи голосовой диспетчерской команды или автоматизированно с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра):

о выполнении указанной команды получивший ее оперативный персонал должен уведомить диспетчерский персонал диспетчерского центра;

при реализации графиков временного отключения потребления в первоочередном порядке должно осуществляться отключение нагрузки потребления, в отношении которой имеется техническая возможность дистанционного ввода таких графиков.";

8) в пункте 38:

абзац первый изложить в следующей редакции:

"38. Действия по временному отключению потребления в порядке и сроки, предусмотренные графиками временного отключения потребления и диспетчерской командой (командой дистанционного управления) о введении в действие указанных графиков, производятся оперативным персоналом сетевых организаций, иных собственников и законных владельцев объектов электросетевого хозяйства, оперативным персоналом объектов по производству электрической энергии, к которым присоединены энергопринимающие устройства потребителей, и (или) оперативным персоналом потребителей, а также автоматически с использованием средств дистанционного управления из центров управления сетями и питающих центров сетевой организации.";

абзац второй после слов "диспетчерской команды" дополнить словами "(команды дистанционного управления)";

9) абзац первый пункта 40 после слов "диспетчерскую команду" дополнить словами "(команду дистанционного управления)";

10) пункт 42 дополнить абзацами следующего содержания:

"В случае, указанном в абзаце четвертом пункта 30 настоящих Правил, первичным получателем

команд об аварийных ограничениях должны быть обеспечены:

автоматическое формирование посредством АСТУ центра управления сетями фактических суммарных объемов аварийных ограничений, введенных по графикам временного отключения потребления, с их разделением на объемы аварийных ограничений, введенные с использованием средств дистанционного управления и введенные действиями оперативного персонала, по каждому питающему центру с высшим классом напряжения 110 кВ и выше сетевой организации и для каждого заданного времени ввода аварийных ограничений;

автоматическая передача информации, указанной в абзаце четвертом настоящего пункта, из АСТУ центра управления сетями в АСДУ диспетчерского центра.";

11) пункт 50 дополнить абзацем следующего содержания:

"При реализации управляющих воздействий устройств противоаварийной автоматики на отключение нагрузки потребителей перевод электроснабжения отключаемой нагрузки потребления на другие центры питания не допускается, за исключением перевода нагрузки на электроснабжение от автономных резервных источников питания.";

12) в приложениях № 4, № 5 слова "ОАО "СО ЕЭС" заменить словами "АО "СО ЕЭС";

13) в приложении № 6:

слова "ОАО "СО ЕЭС" заменить словами "АО "СО ЕЭС";

таблицу изложить в следующей редакции:

"№ п/п Полное или сокращенное (при наличии) наименование потребителя 3 Наименование подстанции Наименование фидера Способ ввода отключения по графику временного отключения потребления 4

Время отключения 5 Очередь ограничения, МВт Совмещение с графиком ограничения режима потребления электрической мощности, %

IIIIIIVVVVIIIIIIIXX

12345

67891011121314151617

наименование энергорайона (энергоузла) 6

ИТОГО: 7

до 5 минут,

в том числе:

с использованием дистанционного управления (далее - ДУ)

постоянным оперативным персоналом (далее - ОП)

до 20 минут,

в том числе:

ДУ

ОП

Всего,

в том числе:

ДУ

ОП

персоналом с дежурством на дому (далее - ДД)

персоналом оперативно-выездной бригады (далее - ОВБ)

в том числе по энергорайону (энергоузлу):

до 5 минут,

в том числе:

ДУ

ОП

до 20 минут,

в том числе:

ДУ

ОП

Всего по энергорайону (энергоузлу),

в том числе:

ДУ

ОП

ДД

ОВБ

".

14) таблицу в разделе 1 приложения № 8 изложить в следующей редакции:

"№ п/п Полное или сокращенное (при наличии) наименование потребителя Наименование подстанции Наименование фидера Способ ввода отключения по графику временного отключения потребления 3

Время

отключения 4 Очередь ограничения, фактическая нагрузка потребления по данным контрольного (внеочередного) замера, МВт 5

IIIIIIVVVVIIIIIIIXX

12345

678910111213141516

наименование энергорайона (энергоузла)

ИТОГО: 6

до 5 минут,

в том числе:

с использованием дистанционного управления (далее - ДУ)

постоянным оперативным персоналом (далее - ОП)

до 20 минут,

в том числе:

ДУ

ОП

Всего,

в том числе:

ДУ

ОП

персоналом с дежурством на дому (далее - ДД)

персоналом оперативно-выездной бригады (далее - ОВБ)

в том числе по энергорайону (энергоузлу):

до 5 минут,

в том числе:

ДУ

ОП

до 20 минут,

в том числе:

ДУ

ОП

Всего по энергорайону (энергоузлу),

в том числе:

ДУ

ОП

ДД

ОВБ

".

2. В требованиях к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики", утвержденных приказом Минэнерго России от 12 июля 2018 г. № 548 2 :

2 Зарегистрирован Минюстом России 20 августа 2018 г., регистрационный № 51938, с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 99 (зарегистрирован Минюстом России 14 марта 2019 г., регистрационный № 54038), от 4 октября 2022 г. № 1070 (зарегистрирован Минюстом России 6 декабря 2022 г., регистрационный № 71384).

1) абзац второй пункта 2 изложить в следующей редакции:

"субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике - системного оператора электроэнергетических систем России (далее - субъект оперативно-диспетчерского управления);";

2) абзац первый пункта 18 после слов "Диспетчерские команды" дополнить словами "(команды дистанционного управления)";

3) пункт 19 после слов "центре управления ВЭС (СЭС)," дополнить словами "центре управления каскадом малых ГЭС,";

4) абзац первый пункта 24 после слов "центре управления ВЭС (СЭС)," дополнить словами "центре управления каскадом малых ГЭС,";

5) дополнить пунктом 26 3 следующего содержания:

"26 3 . Центр управления каскадом малых ГЭС должен разрабатывать и утверждать инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электроустановках ГЭС, оборудование и устройства которых находятся в технологическом управлении или ведении центра управления каскадом малых ГЭС. Указанные инструкции должны разрабатываться в соответствии с требованиями Правил, с соблюдением требований инструкций по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима всех ДЦ, к объектам диспетчеризации которых относятся оборудование и устройства ГЭС, в отношении которых центр управления каскадом малых ГЭС осуществляет функции технологического управления или ведения, а также требований инструкций по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима ЦУС, в технологическом управлении которого находятся ЛЭП, отходящие от таких ГЭС.";

б) пункт 28 изложить в следующей редакции:

"28. Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима, разрабатываемые в соответствии с пунктами 26, 26 1 , 26 2 , 26 3 Правил, а также инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима, разрабатываемые в соответствии с пунктом 27 Правил для электростанций, подлежат согласованию с ДЦ, указанными в пунктах 26, 26 1 , 26 2 , 26 3 и 27 Правил.

Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима, разрабатываемые в соответствии с пунктом 27 Правил для подстанций, подлежат согласованию с ДЦ, указанными в пункте 27 Правил, за исключением случаев, указанных в абзаце третьем настоящего пункта.

В случае если оборудование, устройства РЗА подстанции и (или) отходящие от нее ЛЭП находятся в технологическом управлении или ведении ЦУС, и ДЦ согласована инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электроустановках объектов электросетевого хозяйства, находящихся в технологическом управлении или ведении указанного ЦУС, разработанная в соответствии с пунктом 26 Правил, с ДЦ подлежат согласованию инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима, разрабатываемые в соответствии с пунктом 27 Правил для таких подстанций, только в отношении не менее чем трех подстанций с высшим классом напряжения 110 кВ и выше в зоне эксплуатационной ответственности каждого ЦУС. Перечень подстанций, для которых инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима подлежат согласованию с ДЦ, определяется ДЦ и должен быть в письменном виде доведен им до сетевой организации.

В случае если ЛЭП, оборудование и устройства объекта электроэнергетики или отходящие от него ЛЭП отнесены к объектам диспетчеризации нескольких ДЦ, распределение функций по согласованию инструкций между ДЦ определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Рассмотрение и согласование ДЦ инструкций по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима и вносимых в них изменений осуществляются в части самостоятельных действий оперативного персонала по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима, связанных с изменением технологических режимов работы и (или) эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, в том числе в случае отсутствия (потери) связи с ДЦ.

При внесении владельцами объектов электроэнергетики (их филиалами), потребителями электрической энергии изменений в согласованные с ДЦ инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима без их переутверждения в новой редакции такие изменения подлежат согласованию с ДЦ только в случае, если вносимые изменения относятся к самостоятельным действиям оперативного персонала, указанным в абзаце пятом настоящего пункта.

Согласование указанных в настоящем пункте инструкций с ДЦ осуществляется в порядке,

определяемом в соответствии с пунктом 42 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937.";

7) пункт 48 после слов "в ИУС 6 - 2017)," дополнить словами "с изменением № 1, утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 23 ноября 2021 г. № 1547-ст (далее - ГОСТ Р 57382-2017),";

8) в абзаце втором пункта 49 слова ", указанные в приложении к Правилам" заменить словами "раздела 5 ГОСТ Р 57382-2017";

9) в пункте 62 слова "в приложении к Правилам" заменить словами "в разделе 5 ГОСТ Р 57382-2017";

10) приложение признать утратившим силу.

3. В Правилах переключений в электроустановках, утвержденных приказом Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757 З :

3 Зарегистрирован Минюстом России 22 ноября 2018 г., регистрационный № 52754, с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 23 июня 2022 г. № 582 (зарегистрирован Минюстом России 29 июля 2022 г., регистрационный № 69462), от 12 августа 2022 г. № 811 (зарегистрирован Минюстом России 7 октября 2022 г., регистрационный № 70433), от 4 октября 2022 г. № 1070 (зарегистрирован Минюстом России 6 декабря 2022 г., регистрационный № 71384), от 1 сентября 2023 г. № 714 (зарегистрирован Минюстом России 20 декабря 2023 г., регистрационный № 76509).

1) пункт 3 дополнить абзацем следующего содержания:

"ГЭС - гидравлическая электростанция.";

2) пункт 4 дополнить абзацем следующего содержания:

"инструкций по производству переключений в электроустановках гидравлических электростанций установленной генерирующей мощностью 50 мегаватт и менее каждая, посредством автоматизированных систем управления которых обеспечивается работа таких электростанций в автоматическом режиме без вмешательства оперативного персонала с обеспечением изменения технологических режимов работы и эксплуатационного состояния оборудования и устройств с использованием средств дистанционного управления, обеспечением управления водным режимом и выполнением установленных ограничений работы основного и вспомогательного оборудования, а также безопасную эксплуатацию гидротехнических сооружений (далее - малая ГЭС), утверждаемых центрами управления каскадами малых ГЭС.";

3) пункт 5 после слов "центра управления ВЭС (СЭС)," дополнить словами "центра управления каскадом малых ГЭС,";

4) в абзаце седьмом пункта 7 слова "обладающих всеми отличительными свойствами подстанций нового поколения, указанными" заменить словами "и соответствующих всем условиям, указанным";

5) дополнить пунктом 8 3 следующего содержания:

"8 3 . Центры управления каскадами малых ГЭС должны разрабатывать и утверждать инструкции по производству переключений в электроустановках малых ГЭС, оборудование которых находится в технологическом управлении или ведении центра управления каскадом малых ГЭС. Указанные инструкции должны разрабатываться в соответствии с требованиями Правил и с соблюдением требований инструкций по производству переключений в электроустановках всех ДЦ, к объектам диспетчеризации которых относятся оборудование и устройства малых ГЭС, в отношении которых центр управления каскадом малых ГЭС осуществляет функции технологического управления и ведения, а также требований инструкции по производству переключений в электроустановках, утвержденной ЦУС, в технологическом управлении которого находятся ЛЭП, отходящие от таких ГЭС.";

6) абзац второй пункта 10 после слов "центра управления ВЭС (СЭС)" дополнить словами ", центра управления каскадом малых ГЭС";

- 7) пункт 11 дополнить словами "(далее - Правила технологического функционирования электроэнергетических систем)";
- 8) абзац десятый пункта 13 после слов "центров управления ВЭС (СЭС)," дополнить словами "центров управления каскадами малых ГЭС,";
- 9) в пункте 14:
абзац одиннадцатый после слов "центров управления ВЭС (СЭС)," дополнить словами "центров управления каскадами малых ГЭС,";
в абзаце шестнадцатом слова "и обладающих всеми отличительными свойствами подстанций нового поколения" заменить словами "и соответствующих всем условиям, указанным в пункте 193 Правил";
- 10) дополнить пунктом 14 2 следующего содержания:
"14 2 . На рабочем месте оперативного персонала центра управления каскадом малых ГЭС должна находиться следующая документация по производству переключений в электроустановках:
инструкция центра управления каскадом малых ГЭС по производству переключений в электроустановках малых ГЭС;
перечень сложных переключений;
нормальные (временные нормальные) схемы электрических соединений малых ГЭС, в отношении которых центр управления каскадом малых ГЭС осуществляет функции технологического управления или ведения;
оперативные схемы электрических соединений малых ГЭС, в отношении которых центр управления каскадом малых ГЭС осуществляет функции технологического управления или ведения;
 типовые бланки переключений;
незаполненные пронумерованные экземпляры бланков переключений;
утвержденные типовые программы переключений ДЦ, ЦУС по выводу из работы (вводу в работу) ЛЭП, устройств РЗА (для оперативного персонала центра управления каскадом малых ГЭС, получающего команды на производство переключений по типовым программам переключений от диспетчерского персонала ДЦ или оперативного персонала ЦУС);
списки диспетчерского персонала ДЦ и оперативного персонала ЦУС, допущенного к ведению оперативных переговоров и производству переключений в электроустановках, если оборудование и устройства малых ГЭС, в отношении которых центр управления каскадом малых ГЭС осуществляет функции оперативно-технологического управления, или отходящие от них ЛЭП находятся в диспетчерском управлении (ведении) ДЦ или технологическом управлении (ведении) ЦУС;
список работников, допущенных к ведению оперативных переговоров и производству переключений в электроустановках на малых ГЭС;
список персонала, имеющего право контролировать переключения в электроустановках на оборудовании малых ГЭС;
список персонала субъекта электроэнергетики, уполномоченного выдавать разрешение на деблокирование при неисправности оперативной блокировки на малых ГЭС;
перечень электроустановок малых ГЭС, не оборудованных блокировочными устройствами или имеющих неисправные блокировочные устройства (при их наличии).";
- 11) пункт 15 дополнить абзацем следующего содержания:
"список оперативного персонала центра управления каскадом малых ГЭС, допущенного к ведению оперативных переговоров и производству переключений в электроустановках, - для малой ГЭС, в отношении которой функции оперативно-технологического управления осуществляются центром управления каскадом малых ГЭС.";
- 12) в абзаце втором пункта 16 слова "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" (Собрание законодательства Российской Федерации"

Федерации, 2018, № 34, ст. 5483; 2021, № 6, ст. 985)" заменить словами "утвержденными приказом Минэнерго России от 1 сентября 2022 г. № 894";

13) абзац второй пункта 16 дополнить сноской 1 следующего содержания:

" 1 Зарегистрирован Минюстом России 13 октября 2022 г., регистрационный № 70492.";

14) абзац первый пункта 17 после слов "центра управления ВЭС (СЭС)," дополнить словами "центра управления каскадом малых ГЭС,";

15) дополнить пунктом 18 1 следующего содержания:

"18 1 . В случае создания центров управления каскадами малых ГЭС положения глав II - XVII 1 Правил, относящиеся к центрам управления ВЭС (СЭС) и их персоналу, применяются также к центрам управления каскадами малых ГЭС и персоналу таких центров, осуществляющему переключения в электроустановках. В указанном случае организация и производство переключений в электроустановках персоналом центра управления каскадом малых ГЭС осуществляются с соблюдением правил и требований, установленных Правилами для переключений в электроустановках, выполняемых оперативным персоналом центров управления ВЭС (СЭС).";

16) в пункте 37:

абзац первый после слов "персонала ДЦ" дополнить словами "(в том числе переключения, выполняемые с использованием средств дистанционного управления)";

абзац второй после слова "НСО" дополнить словами "(в том числе переключения, выполняемые с использованием средств дистанционного управления)";

17) в абзаце первом пункта 42 слова "(Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52 (часть 2), ст. 5518; 2006, № 19, ст. 2094; 2008, № 8, ст. 743; № 46, ст. 5343; 2010, № 12, ст. 1333; 2016, № 13, ст. 1825; 2017, № 1 (часть I), ст. 178; 2017, № 11, ст. 1562; 2018, № 34, ст. 5483)" заменить словами "(далее - Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике)";

18) в пункте 140 слово "(телеуправление)" исключить;

19) в предложении первом пункта 187 слова "при выводе оборудования в ремонт и при вводе его" заменить словами "при выводе ЛЭП, оборудования в ремонт и при вводе их";

20) пункт 193 изложить в следующей редакции:

"193. Требования настоящей главы Правил распространяются на подстанции и РУ подстанций и электростанций, соответствующие одновременно следующим условиям:

наличие возможности дистанционного управления всеми коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями первичной схемы электрических соединений РУ подстанции (электростанции) с АРМ оперативного персонала подстанции (электростанции) и терминалов управления каждого присоединения;

наличие автоматизированной системы управления технологическими процессами электростанции (подстанции);

наличие программной (логической) оперативной блокировки, реализуемой в АРМ оперативного персонала подстанции (электростанции) и терминалах управления присоединения в составе автоматизированной системы управления технологическими процессами электростанции (подстанции);

наличие логической блокировки, исключающей возможность одновременного управления оборудованием объекта электроэнергетики с АРМ оперативного персонала подстанции (электростанции) и терминалов управления присоединения.

В случае если условия, предусмотренные абзацами вторым - пятым настоящего пункта, выполняются в отношении отдельных РУ подстанции (электростанции), производство переключений в соответствии с требованиями настоящей главы осуществляется только в электроустановках таких РУ подстанции (электростанции).

Владелец объекта электроэнергетики или его филиал должен определить, выполняются ли указанные в абзацах втором - пятом настоящего пункта условия в отношении принадлежащей

такому владельцу подстанции и (или) распределительного устройства подстанции (электростанции), и представить в ДЦ, в диспетчерском управлении (ведении) которого находится оборудование объекта электроэнергетики, перечень подстанций и (или) распределительных устройств подстанций (электростанций), в отношении которых выполняются все указанные условия.

Требования настоящей главы Правил также распространяются на отдельные присоединения РУ подстанций и электростанций, соответствующие одновременно следующим условиям:

наличие возможности дистанционного управления всеми коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями этого присоединения с АРМ оперативного персонала подстанции (электростанции) и терминалов управления;

наличие автоматизированной системы управления технологическими процессами электростанции (подстанции);

наличие программной (логической) оперативной блокировки, реализуемой в АРМ оперативного персонала подстанции (электростанции) и терминалах управления в составе автоматизированной системы управления технологическими процессами электростанции (подстанции);

наличие логической блокировки, исключающей возможность одновременного управления оборудованием объекта электроэнергетики с АРМ и терминалов управления присоединения.

Требования настоящей главы применяются в отношении присоединений, указанных в абзаце восьмом настоящего пункта, только при производстве переключений, связанных с изменением эксплуатационного состояния этих присоединений и их выключателей.";

21) абзац второй пункта 195 изложить в следующей редакции:

"Такие переключения в электроустановках должны выполняться в соответствии с требованиями Правил, предъявляемыми к переключениям, осуществляемым персоналом без использования средств дистанционного управления, без учета особенностей, предусмотренных настоящей главой Правил.";

22) дополнить пунктом 198 1 следующего содержания:

"198 1. Команды дистанционного управления и воздействия на оборудование и устройства подстанции (электростанции), осуществляемые с использованием средств дистанционного управления с АРМ оперативного персонала подстанции (электростанции), регистрируются средствами автоматизированной системы управления технологическими процессами подстанции (электростанции). Фиксация таких команд и воздействий в оперативном журнале не требуется.";

23) в пункте 199:

в абзаце десятом предложение второе изложить в следующей редакции:

"Если АПВ, функции устройств РЗА выведены из работы после включения выключателей, то при вводе в работу ЛЭП их необходимо ввести в работу до начала переключений в схеме первичных электрических соединений";

в абзаце одиннадцатом предложение второе изложить в следующей редакции:

"Если меры по предотвращению отключения выключателей принимались после включения выключателей, то при вводе в работу трансформатора (автотрансформатора, вольтодобавочного трансформатора, шунтирующего реактора) необходимо ввести в работу функции устройств РЗА, в том числе технологические защиты, до начала переключений в схеме первичных электрических соединений";

в абзаце двадцать первом слова "подстанции нового поколения" заменить словами "подстанции (электростанции)";

в абзаце двадцать втором слова "тринадцатого, четырнадцатого, пятнадцатого и шестнадцатого" заменить словами "четырнадцатого, пятнадцатого и семнадцатого";

24) в пункте 201:

абзац первый изложить в следующей редакции:

"201. При выполнении переключений на подстанциях (в РУ подстанций, электростанций),

построенных без применения КРУЭ, в случае принятия техническим руководителем владельца объекта электроэнергетики (его филиала) решения о проведении осмотра опорно-стержневой изоляции разъединителей присоединений, задействованных в предстоящих переключениях, такой осмотр должен выполняться оперативным персоналом перед началом переключений в электроустановках с записью об этом в оперативном журнале. Операции по осмотру опорно-стержневой изоляции не подлежат внесению в бланк (типовой бланк) переключений.";

в абзаце втором слова "подстанциях нового поколения" заменить словами "подстанциях (в РУ подстанций, электростанций)";

25) пункты 201 1 и 201 2 изложить в следующей редакции:

"201 1 . Производство переключений в электроустановках подстанций (РУ подстанций и электростанций) осуществляется в соответствии с требованиями настоящей главы Правил с использованием средств дистанционного управления из ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС), с АРМ НСО при одновременном выполнении в отношении таких подстанций (РУ подстанций и электростанций) условий, указанных в пункте 193 настоящих Правил, а также следующих дополнительных условий:

наличие технической возможности реализации дистанционного управления коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями первичной схемы электрических соединений с АРМ оперативного персонала ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС), НСО;

наличие логической блокировки, исключающей возможность одновременного управления оборудованием объекта электроэнергетики с АРМ оперативного персонала подстанции (электростанции), АРМ оперативного персонала ЦУС, центров управления ВЭС (СЭС), НСО, АРМ диспетчерского персонала ДЦ, индивидуальных терминалов управления присоединения;

подтверждение готовности к реализации функций дистанционного управления с АРМ оперативного персонала ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС), НСО по результатам проверки готовности к осуществлению дистанционного управления, проведенной в соответствии с пунктами 23 - 25 Правил ввода объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств в работу в составе энергосистемы, утвержденных приказом Минэнерго России от 15 января 2024 г. № 7 2 (далее - Правила ввода в работу в составе энергосистемы).

Производство переключений в электроустановках подстанций (РУ подстанций и электростанций) осуществляется в соответствии с требованиями настоящей главы Правил с использованием средств дистанционного управления из ДЦ при одновременном выполнении в отношении таких подстанций (РУ подстанций и электростанций) следующих условий:

наличие в отношении подстанции (РУ подстанции, электростанции) технической возможности реализации дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием электросетевого оборудования или электросетевого оборудования и устройств (функций устройств) РЗА из ДЦ, определенной в соответствии с критериями наличия технической возможности реализации дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и порядком определения наличия указанной технической возможности, установленными Правительством Российской Федерации в соответствии с абзацем четвертым пункта 3 статьи 15 1 , абзацами шестидесятым четвертым и шестидесятым пятым пункта 1 статьи 21 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ "Об электроэнергетике";

выполнение мероприятий, необходимых для перехода на дистанционное управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием электросетевого оборудования или электросетевого оборудования и устройств (функций устройств) РЗА из ДЦ, включая реализацию в автоматизированной системе управления технологическими процессами электростанции (подстанции) программных (логических) блокировок в целях предотвращения

ошибочных операций с коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями при проведении переключений в электроустановках и логических блокировок, исключающих возможность одновременного управления оборудованием из нескольких источников управления; подтверждение готовности к реализации указанных функций дистанционного управления из ДЦ по результатам проверки готовности к осуществлению дистанционного управления, проведенной в соответствии с пунктами 23 - 25 Правил ввода в работу в составе энергосистемы.

201 2 . Переключения, осуществляемые оперативным персоналом ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС), НСО или диспетчерским персоналом ДЦ, выполняются дистанционно с использованием АРМ оперативного персонала ЦУС, АРМ оперативного персонала центра управления ВЭС (СЭС), АРМ НСО или АРМ диспетчерского персонала ДЦ соответственно с соблюдением требований пунктов 196, 199, 201 настоящих Правил и следующих особенностей:

оперативный персонал ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС), НСО, диспетчерский персонал ДЦ должен осуществлять переключения посредством дистанционного управления в соответствии с перечнем распределения функций ДУ, в котором для каждой подстанции (РУ подстанции, электростанции) должны быть указаны коммутационные аппараты, заземляющие разъединители, устройства регулирования технологического режима работы электросетевого оборудования, дистанционное управление которыми осуществляется из ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС), НСО и (или) ДЦ.

Перечень распределения функций дистанционного управления утверждается в соответствии с пунктом 46 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем; переключения с использованием АРМ оперативного персонала ЦУС, АРМ оперативного персонала центра управления ВЭС (СЭС), АРМ НСО, АРМ диспетчерского персонала ДЦ должны выполняться с применением индивидуальных паролей доступа;

возможность выполнения каждой операции, контроль положения коммутационных аппаратов и заземляющих разъединителей во время переключений должны определяться (осуществляться) на основании телеметрической информации в АРМ оперативного персонала ЦУС, АРМ оперативного персонала центра управления ВЭС (СЭС), АРМ НСО, АРМ диспетчерского персонала ДЦ;

действия владельцев объектов электроэнергетики и их персонала не должны препятствовать выполнению команд дистанционного управления, выдаваемых в ходе переключений, за исключением случаев, когда в соответствии с пунктом 13 Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и пунктом 88 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей допускается невыполнение команд дистанционного управления;

команды дистанционного управления и воздействия на оборудование и устройства подстанции (электростанции), осуществляемые оперативным персоналом ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС), НСО или диспетчерским персоналом ДЦ с использованием средств дистанционного управления, регистрируются средствами автоматизированной системы управления технологическими процессами подстанции (электростанции), автоматизированных систем технологического управления и автоматизированных систем диспетчерского управления соответственно. Фиксация таких команд и воздействий в оперативных журналах не требуется;

при переключениях по выводу из работы трансформатора (автотрансформатора) операции с выключателями, разъединителями низшего напряжения допускается производить до операций с выключателями и разъединителями среднего и высшего напряжения, выполняемых с использованием АРМ диспетчерского персонала ДЦ, АРМ оперативного персонала ЦУС, АРМ оперативного персонала центра управления ВЭС (СЭС) или АРМ НСО, а при вводе в работу трансформатора (автотрансформатора) - после операций с выключателями и разъединителями среднего и высшего напряжения, выполняемых с использованием АРМ диспетчерского персонала ДЦ, АРМ оперативного персонала ЦУС, АРМ оперативного персонала центра управления ВЭС (СЭС) или АРМ НСО;

знак плаката безопасности "Не включать! Работа на линии" должен быть отображен в АРМ

диспетчерского персонала ДЦ или АРМ оперативного персонала ЦУС, АРМ НСО, в диспетчерском или технологическом управлении которого находится ЛЭП, а также в АРМ оперативного персонала подстанции (электростанции) на схеме рядом с символом разъединителя, которым подается напряжение на ЛЭП;

знак плаката безопасности "Работа под напряжением. Повторно не включать!" должен быть отображен в АРМ диспетчерского персонала ДЦ или АРМ оперативного персонала ЦУС, АРМ НСО, в диспетчерском или технологическом управлении которого находится ЛЭП, а также в АРМ оперативного персонала подстанции (электростанции) на схеме рядом с символом выключателя, которым подается напряжение на ЛЭП;

допускается вывод из работы (ввод в работу) ЛЭП, оборудования подстанций (электростанций) с использованием автоматизированных программ и бланков переключений;

включение заземляющих разъединителей в РУ должно осуществляться после проверки отсутствия напряжения на заземляемом участке путем выверки схемы по АРМ диспетчерского персонала ДЦ, АРМ оперативного персонала ЦУС, АРМ оперативного персонала центра управления ВЭС (СЭС) или АРМ НСО;

отключение трансформаторов напряжения со стороны низкого напряжения выполняется после заземления ЛЭП, оборудования, а включение трансформаторов напряжения со стороны низкого напряжения выполняется до операций по отключению заземляющих ножей;

при выполнении переключений по выводу в ремонт ЛЭП, подключенной к РУ через два выключателя с последующим их включением (замыкание поля), вывод АПВ данных выключателей, а также вывод функций устройств РЗА выводимой в ремонт ЛЭП, которые могут сработать излишне на отключение данных выключателей и пуск УРОВ, производится после включения указанных выключателей. При вводе ЛЭП в работу АПВ и функции устройств РЗА необходимо ввести в работу до начала переключений в схеме первичных электрических соединений;

при выполнении переключений по выводу в ремонт трансформатора (автотрансформатора, вольтодобавочного трансформатора, шунтирующего реактора), не имеющего собственного выключателя или подключенного к РУ, выполненному по полуторной схеме, схеме треугольника, четырехугольника, с последующим включением выключателей, посредством которых выполнены такие переключения, меры по предотвращению отключения этих выключателей в результате работы устройств РЗА (в том числе технологических защит) выведенного в ремонт трансформатора (автотрансформатора, вольтодобавочного трансформатора, шунтирующего реактора) принимаются после включения таких выключателей. При вводе в работу трансформатора (автотрансформатора, вольтодобавочного трансформатора, шунтирующего реактора) функции устройств РЗА, в том числе технологические защиты, необходимо ввести в работу до начала переключений в схеме первичных электрических соединений;

при выполнении переключений по выводу в ремонт ЛЭП, оборудования меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, принимаются после включения заземляющих ножей;

после включения ЛЭП под нагрузку обмен ВЧ-сигналами между приемопередатчиками защит допускается выполнять после прибытия оперативного персонала на объекты переключений.";

26) абзац четвертый пункта 201 1 дополнить сноской 2 следующего содержания:

" 2 Зарегистрирован Минюстом России 23 мая 2024 г., регистрационный № 78247.".

4. В Методических указаниях по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, утвержденных приказом Минэнерго России 16 августа 2019 г. № 857 4 :

4 Зарегистрирован Минюстом России 21 апреля 2020 г., регистрационный № 58155.

1) в абзаце первом пункта 180 слова "утверждаемых Министерством энергетики Российской

Федерации в соответствии с подпунктом "в" пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937" заменить словами "утвержденных приказом Минэнерго России от 15.01.2024 № 6 1 ";

2) абзац первый пункта 180 дополнить сноской 1 следующего содержания:

" 1 Зарегистрирован Минюстом России 01.07.2024, регистрационный № 78714.";

3) в абзаце втором пункта 181 слова "утверждаемых Министерством энергетики Российской Федерации в соответствии с подпунктом "в" пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937" заменить словами "утвержденных приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286 2 ";

4) абзац второй пункта 181 дополнить сноской 2 следующего содержания:

" 2 Зарегистрирован Минюстом России 30.12.2022, регистрационный № 71920, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 12.07.2024 № 864 (зарегистрирован Минюстом России 11.09.2024, регистрационный № 79427).";

5) в пункте 182 слова "утверждаемыми Министерством энергетики Российской Федерации в соответствии с подпунктом "г" пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937" заменить словами "утвержденными приказом Минэнерго России от 28.12.2020 № 1195 3 ";

6) пункт 182 дополнить сноской 3 следующего содержания:

" 3 Зарегистрирован Минюстом России 27.04.2021, регистрационный № 63248), с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286 (зарегистрирован Минюстом России 30.12.2022, регистрационный № 71920), от 17.02.2023 № 82 (зарегистрирован Минюстом России 17.03.2023, регистрационный № 72619) и от 28.04.2023 № 289 (зарегистрирован Минюстом России 23.06.2023, регистрационный № 73959).";

7) пункт 271 изложить в следующей редакции:

"271. При проектировании АСУ ТП ГЭС, ГАЭС должны быть предусмотрены технические решения, обеспечивающие выполнение средствами и системами автоматизированного управления ГЭС, ГАЭС следующих функций:

сбор и передача технологической информации в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (при наличии объектов диспетчеризации). Для такой передачи средствами СОТИАССО должна формироваться информация о текущем режиме работы и эксплуатационном состоянии основного электротехнического оборудования и устройств, а также информация об аварийных событиях и процессах;

дистанционное управление электросетевым оборудованием и устройствами (функциями) релейной защиты и автоматики ГЭС, ГАЭС из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в соответствии с требованиями разделов 3 - 7 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 59948-2021 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики", утвержденного и введенного в действие приказом Росстандарта от 27.12.2021 № 1863-ст (М., Стандартинформ, 2022), и приложений А и Б к указанному национальному стандарту;

дистанционное управление активной мощностью ГЭС, ГАЭС из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике путем доведения до автоматизированных систем управления технологическими процессами или систем группового регулирования активной мощности таких электростанций или доведения до указанных систем управления ГЭС, ГАЭС и реализации плановых диспетчерских графиков и команд на изменение заданий плановой мощности в соответствии с требованиями разделов 3 - 7 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 59950-2021 "Единая энергетическая система и изолированно

работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению активной мощностью генерирующего оборудования гидравлических электростанций, подключенных к централизованным системам автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности", утвержденного и введенного в действие приказом Росстандарта от 27.12.2021 № 1865-ст (М., "Стандартинформ", 2022) (далее - ГОСТ Р 59950-2021), и приложением А к ГОСТ Р 59950-2021;

передача или прием управляющих воздействий режимной и (или) противоаварийной автоматики, необходимой для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.";

8) дополнить пунктами 271 1 - 271 3 следующего содержания:

"271 1 . Для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами ГЭС, ГАЭС при проектировании АСУ ТП должны быть предусмотрены:

алгоритмы приема команд дистанционного управления оборудованием и устройствами ГЭС, ГАЭС; распределение функций и прав дистанционного управления между ГЭС, ГАЭС и ДЦ исходя из положения ключа выбора дистанционного управления и ключей выбора режима управления присоединениями (ключ дистанционного управления должен быть реализован в АСУ ТП программными средствами);

фиксация сигналов, связанных с дистанционным управлением, с метками времени и указанием источника команд.

При разработке технических решений, обеспечивающих местное и дистанционное управление оборудованием ГЭС, ГАЭС, должны быть предусмотрены программные (логические) и (или) аппаратные блокировки, исключающие одновременное управление из разных источников, а также реализована логика технологических блокировок от некорректного положения разъединителей, неполнофазного режима и от несинхронного включения.

271 2 . Для обеспечения возможности выполнения средствами АСУ ТП функций автоматического управления оборудованием и устройствами ГЭС, ГАЭС с использованием автоматизированных программ (бланков) переключений при проектировании АСУ ТП должна предусматриваться возможность перехода от режима автоматического управления в режим автоматизированного управления по инициативе оперативного персонала ГЭС, ГАЭС или диспетчерского персонала диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике либо автоматически при диагностике неисправности оборудования.

271 3 . Для осуществления функций дистанционного управления активной мощностью ГЭС, ГАЭС, не подключенных к централизованным (центральной координирующей) системам автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности, из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике путем доведения до автоматизированных систем управления технологическими процессами или систем группового регулирования активной мощности таких ГЭС, ГАЭС или доведения до указанных систем управления ГЭС, ГАЭС и реализации плановых диспетчерских графиков и команд на изменение заданий плановой мощности при проектировании АСУ ТП должны быть предусмотрены:

функции приема, проверки, обработки и распределения плановых диспетчерских графиков между генерирующим оборудованием ГЭС, ГАЭС;

два режима работы: автоматический - с автоматическим распределением активной мощности между генерирующим оборудованием ГЭС, ГАЭС в соответствии с полученным плановым диспетчерским графиком и автоматизированный - с участием начальника смены станции в распределении активной мощности между генерирующим оборудованием ГЭС, ГАЭС в соответствии с полученным плановым диспетчерским графиком.";

9) пункт 272 изложить в следующей редакции:

"272. Объем и состав информации, передаваемой посредством СОТИАССО в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике с целью обеспечения

функций оперативно-диспетчерского управления, технические решения по передаче информации в диспетчерские центры и передаче команд дистанционного управления из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, включая протоколы, методы, режимы передачи данных, схемы резервирования, замещения данных, должны определяться с соблюдением требований раздела III ПТФЭС и должны быть согласованы с соответствующим диспетчерским центром.";

10) дополнить пунктом 280 1 следующего содержания:

"280 1 . При проектировании ГРАМ ГЭС, ГАЭС, подключенных к централизованным системам автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности в энергосистеме, должны быть предусмотрены технические решения, обеспечивающие возможность осуществления посредством ГРАМ ГЭС, ГАЭС дистанционного управления активной мощностью ГЭС, ГАЭС в соответствии с требованиями разделов 3 - 7 ГОСТ Р 59950-2021 и приложения А к ГОСТ Р 59950-2021.";

11) пункт 282 дополнить абзацем следующего содержания:

"передачу команд дистанционного управления.".

5. В Методических указаниях по технологическому проектированию тепловых электростанций, утвержденных приказом Минэнерго России от 16 августа 2019 г. № 858 5 :

5 Зарегистрирован Минюстом России 21 апреля 2020 г., регистрационный № 58154.

1) пункт 5 дополнить абзацем следующего содержания:

"Модернизация и (или) реконструкция основного и (или) вспомогательного оборудования тепловых электростанций, выполняемая без изменения цикла преобразования энергии сжигаемого топлива и установленной мощности турбинного оборудования или с увеличением мощности турбинного оборудования на величину не более 5 МВт, не должна приводить к снижению маневренности генерирующего оборудования, в том числе к снижению скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования и (или) увеличению продолжительности пуска из различных тепловых состояний.";

2) пункт 10 после слов "диспетчерскими центрами" дополнить словами "(далее - ДЦ)";

3) в пункте 72 слова "утверждаемыми Министерством энергетики Российской Федерации в соответствии с подпунктом "г" пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" заменить словами "утвержденными приказом Минэнерго России от 28.12.2020 № 1195 1";

4) пункт 72 дополнить сноской 1 следующего содержания:

" 1 Зарегистрирован Минюстом России 27.04.2021, регистрационный № 63248), с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286 (зарегистрирован Минюстом России 30.12.2022, регистрационный № 71920), от 17.02.2023 № 82 (зарегистрирован Минюстом России 17.03.2023, регистрационный № 72619) и от 28.04.2023 № 289 (зарегистрирован Минюстом России 23.06.2023, регистрационный № 73959).";

5) в абзаце первом пункта 73 слова "утверждаемых Министерством энергетики Российской Федерации в соответствии с подпунктом "в" пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" заменить словами "утвержденных приказом Минэнерго России от 15.01.2024 № 6 2 ";

6) абзац первый пункта 73 дополнить сноской 2 следующего содержания:

" 2 Зарегистрирован Минюстом России 01.07.2024, регистрационный № 78714.";

7) абзац пятый пункта 104 изложить в следующей редакции:

"Требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденными приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546 З , и Правилами создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 556 4 .";

8) абзац пятый пункта 104 дополнить сносками 3 и 4 следующего содержания:

" 3 Зарегистрирован Минюстом России 23.10.2020, регистрационный № 60537.

4 Зарегистрирован Минюстом России 04.12.2020, регистрационный № 61282. В соответствии с пунктом 4 приказа Минэнерго России от 13 июля 2020 г. № 556 данный акт действует до 01.01.2027.";

9) абзац десятый пункта 111 после слов "дистанционного управления" дополнить словами "электросетевым оборудованием и устройствами (функциями) релейной защиты и автоматики ТЭС и активной мощностью ТЭС, осуществляемого оперативным персоналом ТЭС и диспетчерским персоналом ДЦ";

10) дополнить пунктами 123 1 - 123 4 следующего содержания:

"123 1 . При проектировании АСУ ТП ТЭС должны быть предусмотрены технические решения, обеспечивающие выполнение средствами и системами автоматизированного управления ТЭС следующих функций:

дистанционное управление электросетевым оборудованием и устройствами (функциями) РЗА ТЭС из ДЦ в соответствии с требованиями разделов 3 - 7 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 59948-2021 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики", утвержденного и введенного в действие приказом Росстандарта от 27.12.2021 № 1863-ст (М., Стандартинформ, 2022), и приложений А и Б к указанному национальному стандарту;

дистанционное управление активной мощностью ТЭС путем доведения до автоматизированных систем управления технологическими процессами или систем управления активной мощностью ТЭС или доведения до указанных систем управления и реализации плановых диспетчерских графиков и команд на изменение заданий плановой мощности в соответствии с требованиями разделов 3 - 8 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 71529-2024 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к дистанционному управлению активной мощностью генерирующего оборудования тепловых электростанций из диспетчерских центров посредством доведения плановых диспетчерских графиков", утвержденного и введенного в действие приказом Росстандарта от 29.07.2024 № 977-ст (М., Российский институт стандартизации, 2024), и приложения А к указанному национальному стандарту.

123 2 . Для осуществления функций дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами РЗА ТЭС при проектировании АСУ ТП должны быть предусмотрены:

алгоритмы приема команд дистанционного управления оборудованием и устройствами ТЭС; распределение функций и прав дистанционного управления между оперативным персоналом ТЭС и диспетчерским персоналом ДЦ исходя из положения ключа дистанционного управления и ключей выбора режима управления присоединениями (ключ дистанционного управления должен быть реализован в АСУ ТП программными средствами);

фиксация сигналов, связанных с дистанционным управлением, с метками времени и указанием источника команд.

При разработке технических решений, обеспечивающих местное и дистанционное управление оборудованием ТЭС, должны быть предусмотрены программные (логические) и (или) аппаратные блокировки, исключающие одновременное управление из разных источников, а также реализована логика технологических блокировок от некорректного положения разъединителей, неполнофазного

режима и от несинхронного включения.

123 3 . Для обеспечения возможности выполнения средствами АСУ ТП функций автоматического управления оборудованием и устройствами ТЭС с использованием автоматизированных программ (бланков) переключений при проектировании АСУ ТП должна предусматриваться возможность перехода от режима автоматического управления в режим автоматизированного управления по инициативе оперативного персонала ТЭС или диспетчерского персонала ДЦ либо автоматически при диагностике неисправности оборудования.

123 4 . Объем и состав информации, передаваемой посредством СОТИАССО в ДЦ с целью обеспечения функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, технические решения по передаче информации в ДЦ и передаче команд дистанционного управления из ДЦ, включая протоколы, методы, режимы передачи данных, схемы резервирования, замещения данных, должны определяться с соблюдением требований раздела III Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и должны быть согласованы с ДЦ.;"

11) в абзаце третьем пункта 125 слова "диспетчерские центры (ДЦ)" заменить словом "ДЦ";

12) пункт 125 дополнить абзацем следующего содержания:

"передачу команд дистанционного управления."

13) в пункте 130 слова "диспетчерский центр" заменить словом "ДЦ".

6. Абзац седьмой пункта 2 Правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации, утвержденных приказом Минэнерго России от 22 сентября 2020 г. № 796 6 , после слов "ветровыми (солнечными) станциями," дополнить словами "центров управления каскадами малых гидроэлектростанций,".

6 Зарегистрирован Минюстом России 18 января 2021 г., регистрационный № 62115, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 30 ноября 2022 г. № 1271 (зарегистрирован Минюстом России 7 декабря 2022 г., регистрационный № 71394).

7. В приказе Минэнерго России от 26 января 2021 г. № 27 "Об утверждении Правил проведения противоаварийных тренировок в организациях электроэнергетики Российской Федерации" 7 :

7 Зарегистрирован Минюстом России 23 марта 2021 г., регистрационный № 62846.

1) в пункте 2 слова "и действует до 1 сентября 2027 г." исключить;

2) в Правилах проведения противоаварийных тренировок в организациях электроэнергетики Российской Федерации:

абзац четвертый пункта 8 после слов "ветровыми (солнечными) электростанциями" дополнить словами ", центров управления каскадами малых гидроэлектростанций";

абзац третий пункта 9 после слов "ветровыми (солнечными) электростанциями" дополнить словами ", центров управления каскадами малых гидроэлектростанций";

абзац третий пункта 10 после слов "ветровыми (солнечными) электростанциями" дополнить словами ", центров управления каскадами малых гидроэлектростанций";

абзацы второй и третий пункта 14 изложить в следующей редакции:

"В объектовой тренировке должны участвовать работники из числа оперативного персонала электростанции, а при осуществлении в отношении ветровой (солнечной) электростанции или гидроэлектростанции функций оперативно-технологического управления из центра управления ветровыми (солнечными) электростанциями или центра управления каскадом малых гидроэлектростанций - работники из числа оперативного персонала такого центра.

Для оперативного персонала центра управления ветровыми (солнечными) электростанциями, центра управления каскадом малых гидроэлектростанций должны проводиться объектовые тренировки для отработки действий и навыков персонала в случаях, когда авария предполагает возникновение

технологических нарушений в работе или необходимость совершения действий по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима на оборудовании как одной, так и нескольких ветровых (солнечных) электростанций или гидроэлектростанций, в отношении которых центр управления ветровыми (солнечными) электростанциями или центр управления каскадом малых гидроэлектростанций соответственно осуществляет функции оперативно-технологического управления.";

пункт 21 дополнить абзацем следующего содержания:

"С каждым работником из числа оперативного персонала центра управления каскадом малых гидроэлектростанций должны проводиться объектовые контрольные тренировки не реже чем три раза в год, включая не менее одной тренировки в год с участием оперативного персонала сетевой организации, к объектам электросетевого хозяйства которой присоединена гидроэлектростанция (оперативно-выездных бригад), а также не менее одной контрольной тренировки в год для случая, когда авария предполагает возникновение технологических нарушений в работе или необходимость совершения действий по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима на оборудовании нескольких таких гидроэлектростанций.";

абзац пятый пункта 37 дополнить словами "и каждого центра управления каскадом малых гидроэлектростанций";

абзац шестой пункта 38 изложить в следующей редакции:

"для центра управления ветровыми (солнечными) электростанциями, центра управления каскадом малых гидроэлектростанций - техническим руководителем организации, владеющей на праве собственности или ином законном основании соответствующими ветровыми (солнечными) электростанциями или гидроэлектростанциями";

абзац седьмой пункта 51 после слов "ветровыми (солнечными) электростанциями" дополнить словами ", центров управления каскадами малых гидроэлектростанций";

пункт 7 приложения № 1 после слов "ветровыми (солнечными) электростанциями" дополнить словами ", центра управления каскадом малых гидроэлектростанций".

8. В Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных приказом Минэнерго России от 4 октября 2022 г. № 1070 8 :

8 Зарегистрирован Минюстом России 6 декабря 2022 г., регистрационный № 71384.

1) сноску 16 к пункту 10 исключить;

2) пункт 27 после слов "центр управления ВЭС (СЭС)," дополнить словами "центр управления каскадом малых гидроэлектростанций (далее - ГЭС);";

3) пункт 28 после слов "центра управления ВЭС (СЭС)," дополнить словами "центра управления каскадом малых ГЭС";

4) абзац первый пункта 35 после слов "центрах управления ВЭС (СЭС)," дополнить словами "центрах управления каскадами малых ГЭС";

5) абзац седьмой пункта 38 после слов "центра управления ВЭС (СЭС)" дополнить словами ", центра управления каскадом малых ГЭС";

6) в пункте 46:

абзац первый после слов "центрах управления ВЭС (СЭС)" дополнить словами ", центрах управления каскадами малых ГЭС";

абзац третий изложить в следующей редакции:

"Состав выполняемых АСТУ функций дистанционного управления ЛЭП, оборудованием, устройствами объектов электроэнергетики должен определяться владельцем объектов электроэнергетики. В случае если дистанционное управление осуществляется из диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, посредством АСТУ должна быть обеспечена возможность дистанционного управления технологическими режимами работы и

эксплуатационным состоянием ЛЭП, оборудования, устройств объектов электроэнергетики из диспетчерского центра.";

7) пункт 47 после слов "центрах управления ВЭС (СЭС)" дополнить словами ", центрах управления каскадами малых ГЭС";

8) в абзаце первом пункта 54 слова "в пунктах 51 - 53 и пункте 683" заменить словами "в пунктах 51 - 53, 683 и 696";

9) абзац первый пункта 55 после слов "пунктами 683, 686 Правил," дополнить словами "каналов связи для ГЭС, которые соответствуют признакам, указанным в абзаце двадцать пятом пункта 3 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и входят в каскад малых ГЭС (далее - малая ГЭС), организованных в соответствии с пунктами 696, 698 Правил,";

10) пункт 56 после слов "центрах управления ВЭС (СЭС)" дополнить словами ", центрах управления каскадами малых ГЭС";

11) абзац второй пункта 58 дополнить словами ", в том числе выданными с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров";

12) в предложении первом пункта 63 слова "их владельцем может" заменить словами "в случае если владельцем ВЭС (СЭС) выбрана такая форма их оперативного обслуживания, владельцем ВЭС (СЭС) должен";

13) дополнить пунктом 63 1 следующего содержания:

"63 1 . Для организации и осуществления оперативно-технологического управления каскадом малых ГЭС, не предполагающего постоянного дежурства оперативного персонала на малых ГЭС, в случае если владельцем малых ГЭС выбрана такая форма их оперативного обслуживания, владельцем малых ГЭС должен создаваться центр управления каскадом малых ГЭС. Требования к созданию и функционированию центров управления каскадом малых ГЭС установлены в главе XLVII Правил.";

14) в пункте 65:

в абзаце десятом слова "гидроэлектростанций (далее - ГЭС)" заменить словом "ГЭС";

абзац одиннадцатый изложить в следующей редакции:

"оперативный персонал центров управления ВЭС (СЭС), центров управления каскадами малых ГЭС, созданных при соблюдении требований, предусмотренных пунктами 63, 63 1 и главами XLVI, XLVII Правил";

15) в пункте 68:

абзац второй после слов "центра управления ВЭС (СЭС)," дополнить словами "центра управления каскадом малых ГЭС,";

дополнить абзацем следующего содержания:

"оборудование или устройство малой ГЭС может находиться в технологическом ведении только одного центра управления каскадом малых ГЭС.";

16) абзац третий пункта 71 изложить в следующей редакции:

"без постоянного дежурства оперативного персонала на объекте электроэнергетики (дежурство на дому, обслуживание объекта электроэнергетики персоналом оперативных выездных бригад).";

17) абзац первый пункта 72 дополнить предложением следующего содержания:

"Для малых ГЭС, входящих в каскад малых ГЭС, формы организации круглосуточного оперативного обслуживания должны определяться с учетом требований главы XLVII Правил.";

18) абзацы третий - шестой пункта 74 изложить в следующей редакции:

"В случае если ЛЭП, отходящие от объекта электроэнергетики, и (или) оборудование и устройства объекта электроэнергетики отнесены субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике к объектам диспетчеризации, при организации дистанционного управления на таких объектах электроэнергетики должно быть установлено распределение функций дистанционного управления между ЦУС (центром управления ВЭС (СЭС), центром управления каскадом малых ГЭС) и диспетчерским центром в соответствии с пунктом 46 Правил

технологического функционирования электроэнергетических систем.

Функции дистанционного управления на объектах электроэнергетики, к которым не подключены ЛЭП, относящиеся к объектам диспетчеризации, а также в составе которых отсутствуют оборудование и устройства, отнесенные субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике к объектам диспетчеризации, должны распределяться в соответствии с абзацем третьим пункта 46 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем. На одном объекте электроэнергетики в каждый момент времени переключения посредством дистанционного управления может выполнять только оперативный персонал объекта электроэнергетики, диспетчерский персонал одного диспетчерского центра или оперативный персонал одного ЦУС (центра управления ВЭС (СЭС), центра управления каскадом малых ГЭС). Оснащение центров управления ВЭС (СЭС) средствами дистанционного управления должно осуществляться в соответствии с главой XLVI Правил. Оснащение центров управления каскадами малых ГЭС средствами дистанционного управления должно осуществляться в соответствии с главой XLVII Правил.";

19) в пункте 75:

абзац первый после слов "центра управления ВЭС (СЭС)," дополнить словами "центра управления каскадом малых ГЭС,";

абзац третий после слов "центров управления ВЭС (СЭС)" дополнить словами ", центров управления каскадами малых ГЭС";

20) пункт 87 дополнить абзацем следующего содержания:

"Команды дистанционного управления из диспетчерских центров являются обязательными для владельцев объектов электроэнергетики. Команды дистанционного управления из диспетчерских центров не подлежат выполнению в случаях, установленных Правилами ОДУ.";

21) пункт 88 дополнить абзацами следующего содержания:

"Команды на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования, устройств, выданные в соответствии с их распределением по способу управления с использованием средств дистанционного управления с автоматизированного рабочего места оперативного персонала объекта электроэнергетики, из ЦУС (центра управления ВЭС (СЭС), центра управления каскадом малых ГЭС), созданного владельцем объекта электроэнергетики, на принадлежащий такому владельцу объект электроэнергетики, являются обязательными для выполнения.

Команды на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования, устройств, выданные в соответствии с их распределением по способу управления с использованием средств дистанционного управления из ЦУС, созданного одним владельцем объекта электроэнергетики, на объект электроэнергетики, принадлежащий на праве собственности или ином законном основании другому владельцу, являются обязательными для выполнения в случаях, указанных в абзацах третьем и четвертом настоящего пункта Правил.

Команды дистанционного управления с автоматизированного рабочего места оперативного персонала объекта электроэнергетики, из ЦУС (центра управления ВЭС (СЭС), центра управления каскадом малых ГЭС) не подлежат выполнению в случае, если это создает угрозу жизни людей или повреждения оборудования.";

22) в пункте 90 слова "а также команд оперативного персонала" заменить словами "команд оперативного персонала и команд дистанционного управления";

23) абзац второй пункта 91 изложить в следующей редакции:

"О своем отказе выполнить голосовую диспетчерскую команду или команду оперативного персонала и причинах ее невыполнения оперативный персонал должен незамедлительно доложить лицу, отдавшему такую команду, а также зафиксировать отказ в оперативном журнале.";

24) пункт 92 изложить в следующей редакции:

"92. Схема прохождения команд оперативного персонала (команд дистанционного управления из ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС), центра управления каскадом малых ГЭС) на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств объекта электроэнергетики, находящихся в его технологическом управлении, утверждается владельцем объекта электроэнергетики и должна предусматривать выдачу таких команд непосредственно оперативному персоналу объекта электроэнергетики (непосредственно в АСУ объекта электроэнергетики), без промежуточных звеньев передачи команд.";

25) пункт 93 дополнить абзацем следующего содержания:

"Передача команд дистанционного управления на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств из ЦУС (центра управления ВЭС (СЭС), центра управления каскадом малых ГЭС) должна осуществляться непосредственно на объекты электроэнергетики.";

26) пункт 120 изложить в следующей редакции:

"Независимо от наличия рассмотренной и согласованной диспетчерской (оперативной) заявки действия по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств, находящихся в диспетчерском управлении (ведении) диспетчерского персонала (в том числе осуществляемые с использованием средств дистанционного управления), должны осуществляться по его диспетчерской команде (разрешению), а ЛЭП, оборудования, устройств, находящихся в технологическом управлении (ведении) оперативного персонала, - по команде такого оперативного персонала (при получении от него подтверждения возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния таких ЛЭП, оборудования и устройств).";

27) дополнить пунктом 204 1 следующего содержания:

"204 1 . Владелец ТЭС, для которой создаются запасы резервного (аварийного) топлива, обязан обеспечить постоянную готовность к переводу топливоиспользующего оборудования на сжигание резервного (аварийного) вида топлива и перевод топливоиспользующего оборудования на сжигание указанного вида топлива в случае отсутствия или ограничения использования основного вида топлива. При отсутствии возможности выполнения заданного графика нагрузки на основном виде топлива оперативному персоналу допускается не осуществлять перевод на сжигание резервного (аварийного) вида топлива при согласовании с диспетчерским персоналом диспетчерского центра, к объектам диспетчеризации которого относится оборудование электростанции, снижения нагрузки электростанции с последующим оформлением диспетчерской заявки.";

28) в абзаце втором пункта 682 слово "может" заменить словом "должен";

29) в пункте 683:

в абзаце первом слово "образованию" заменить словом "оснащению";

подпункт "а" дополнить предложением следующего содержания:

"При этом функционирование АСУ ТП каждой ВЭС (СЭС) должно не зависеть от состояния и функционирования АСТУ центра управления ВЭС (СЭС)";

подпункт "д" изложить в следующей редакции:

"д) обеспечение организации и осуществления в отношении ВЭС (СЭС) следующих видов дистанционного управления из диспетчерского центра:

дистанционного управления активной мощностью генерирующего оборудования ВЭС (СЭС), осуществляемого путем воздействия на системы регулирования генерирующего оборудования либо путем отключения коммутационных аппаратов, обеспечивающих отключение генерирующего оборудования, и реализующего возможность полного отключения ВЭС (СЭС) или ограничения выдачи ее мощности в точке присоединения к электрической сети в случае отказа средств связи между диспетчерским центром и центром управления ВЭС (СЭС) при возникновении нарушения

нормального режима электрической части энергосистемы или объектов электроэнергетики (далее - нарушение нормального режима). Выбор способа указанного дистанционного управления из диспетчерского центра должен осуществляться владельцем ВЭС (СЭС) при разработке проектной документации;

дистанционного управления реактивной мощностью ВЭС (СЭС), осуществляемого:

в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима при отказе средств связи между диспетчерским центром и центром управления ВЭС (СЭС), в том числе с изменением значения активной мощности ВЭС (СЭС) в соответствии с абзацем вторым настоящего подпункта;

в целях поддержания уровней напряжения на шинах объектов электроэнергетики в допустимых пределах во всех режимах работы энергосистемы при отсутствии нарушений нормального режима, реализуемого путем воздействия на системы управления и регулирования вырабатываемой (потребляемой) реактивной мощности ВЭС (СЭС) в зависимости от текущего значения активной мощности (без изменения значения активной мощности генерирующего оборудования ВЭС (СЭС) по командам дистанционного управления из диспетчерского центра;

дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием электросетевого оборудования и устройствами (функциями устройств) РЗА ВЭС (СЭС), осуществляемого в соответствии с установленным распределением функций по дистанционному управлению.";

30) пункт 691 изложить в следующей редакции:

"691. При эксплуатации ВЭС (СЭС) владельцем ВЭС (СЭС) должна быть обеспечена:

а) длительная работа генерирующего оборудования ВЭС (СЭС) при отклонениях напряжения на шинах РУ, посредством которого осуществляется присоединение такого генерирующего оборудования к коллекторной сети ВЭС (СЭС), в диапазоне от 0,9 до 1,1 относительно номинального напряжения на шинах указанного РУ;

б) работа ВЭС (СЭС) при кратковременных понижениях уровней напряжения на шинах РУ, посредством которого осуществляется присоединение генерирующего оборудования ВЭС (СЭС) к коллекторной сети ВЭС (СЭС), в соответствии с вольт-секундными характеристиками преобразователей. Параметры вольт-секундных характеристик преобразователей (Low Voltage Ride Through (LVRT) характеристик) устанавливаются владельцем ВЭС (СЭС) на основе требований инструкций организаций-изготовителей;

в) участие генерирующего оборудования ВЭС (СЭС) в регулировании реактивной мощности и (или) автоматическое поддержание заданного значения напряжения в пределах заводской диаграммы мощности (P-Q диаграммы).";

31) пункты 692 и 693 признать утратившими силу;

32) дополнить главой XLVII следующего содержания:

"XLVII. Требования к эксплуатации малых ГЭС

694. Эксплуатация малых ГЭС, включая установленные на них оборудование, устройства и системы управления, должна осуществляться в соответствии с требованиями глав I - VIII, IX - X, XXXI - XLV Правил и требованиями настоящей главы Правил.

695. Управление технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств малой ГЭС должно осуществляться оперативным персоналом электростанции.

Для управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств малых ГЭС, входящих в один каскад малых ГЭС, в случаях, когда не предусмотрено постоянное пребывание оперативного персонала на электростанции, собственник или иной законный владелец таких малых ГЭС (далее - владелец малых ГЭС) должен создать центр управления каскадом малых ГЭС, осуществляющий в числе функций оперативно-технологического

управления функции дистанционного управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств принадлежащих ему малых ГЭС, при условии организации дистанционного управления из диспетчерского центра и выполнения требований, предусмотренных пунктами 696 - 699 Правил.

696. Осуществление оперативно-технологического управления малыми ГЭС из центра управления каскадом малых ГЭС допускается при условии выполнения владельцем малых ГЭС следующих требований к созданию, оснащению и функционированию такого центра:

а) обеспечение технологического оснащения центра управления каскадом малых ГЭС, необходимого для выполнения функций оперативно-технологического управления, в том числе обеспечение наличия и функционирования АСТУ. При этом функционирование АСУ ТП каждой малой ГЭС, входящей в каскад малых ГЭС, должно не зависеть от состояния и функционирования АСТУ центра управления каскадом малых ГЭС;

б) организация двух независимых каналов связи и информационного обмена между: центром управления каскадом малых ГЭС и соответствующими электростанциями; центром управления каскадом малых ГЭС и диспетчерским центром, в операционной зоне которого расположен каскад малых ГЭС;

центром управления каскадом малых ГЭС и ЦУС сетевой организации, к электрическим сетям которой технологически присоединены входящие в состав каскада малые ГЭС, - в случае если изменение эксплуатационного состояния объектов электросетевого хозяйства, входящих в состав малых ГЭС, может привести к полному или частичному ограничению режима потребления электрической энергии потребителей, ограничению выдачи мощности другого объекта по производству электрической энергии или невозможности включения в работу объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иным субъектам электроэнергетики;

в) организация и обеспечение функционирования каналов связи и передачи телеметрической информации между каждой ГЭС, входящей в каскад малых ГЭС, и диспетчерским центром, в операционной зоне которого расположена ГЭС;

г) обеспечение дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием генерирующего оборудования, коммутационными аппаратами и устройствами малых ГЭС из центра управления каскадом малых ГЭС;

д) обеспечение организации и осуществления в отношении малых ГЭС, входящих в каскад малых ГЭС, следующих видов дистанционного управления из диспетчерского центра:

дистанционного управления активной мощностью генерирующего оборудования малых ГЭС, осуществляемого путем воздействия на системы регулирования генерирующего оборудования либо путем отключения коммутационных аппаратов, обеспечивающих отключение генерирующего оборудования, и реализующего возможность полного отключения малой ГЭС или ограничения выдачи ее мощности в точке присоединения к электрической сети в случае отказа средств связи между диспетчерским центром и центром управления каскадом малых ГЭС при возникновении нарушения нормального режима. Выбор способа указанного дистанционного управления из диспетчерского центра должен осуществляться владельцем малых ГЭС при разработке проектной документации;

дистанционного управления реактивной мощностью малых ГЭС, осуществляемого:

в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима при отказе средств связи между диспетчерским центром и центром управления каскадом малых ГЭС, в том числе с изменением значения активной мощности малых ГЭС в соответствии с абзацем вторым настоящего подпункта;

в целях поддержания уровней напряжения на шинах объектов электроэнергетики в допустимых пределах во всех режимах работы энергосистемы при отсутствии нарушений нормального режима,

реализуемого путем воздействия на системы управления и регулирования вырабатываемой (потребляемой) реактивной мощности малых ГЭС с учетом зависимости от текущего значения активной мощности без изменения значения активной мощности генерирующего оборудования малой ГЭС по командам дистанционного управления из диспетчерского центра; дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием электросетевого оборудования и устройствами (функциями устройств) РЗА малых ГЭС, осуществляемого в соответствии с установленным распределением функций по дистанционному управлению.

697. Организация в отношении малых ГЭС дистанционного управления из диспетчерского центра в соответствии с подпунктом "д" пункта 696 Правил должна осуществляться с использованием каналов связи, функционирование которых не зависит от функционирования телекоммуникационного оборудования центра управления каскадом малых ГЭС, за исключением случаев, когда такой центр создается непосредственно на малой ГЭС.

698. В отношении малых ГЭС, оперативно-технологическое управление которыми осуществляется из центра управления каскадом малых ГЭС, владельцем малых ГЭС должны быть также обеспечены организация в соответствии с пунктом 52 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и функционирование каналов связи между такими ГЭС и ЦУС сетевой организации, в технологическом управлении (ведении) которого находятся отходящие от малых ГЭС ЛЭП.

699. Владелец малых ГЭС при функционировании центра управления каскадом малых ГЭС должно быть обеспечено:

выполнение в процессе функционирования центра управления каскадом малых ГЭС требований, указанных в пунктах 696 - 698 Правил;

круглосуточное дежурство оперативного персонала центра управления каскадом малых ГЭС; соблюдение в отношении оперативного персонала центра управления каскадом малых ГЭС требований Правил работы с персоналом и Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

700. В случае обеспечения выполнения функций оперативно-технологического управления в отношении одной малой ГЭС посредством организации дистанционного управления оборудованием и устройствами такой малой ГЭС с рабочего места оперативного персонала другой малой ГЭС, входящей в тот же каскад малых ГЭС, владельцем малых ГЭС в отношении такого рабочего места оперативного персонала должно быть обеспечено выполнение требований по технологическому оснащению и организации каналов связи, предусмотренных пунктами 696 - 698 Правил для центра управления каскадом малых ГЭС."

9. В Правилах ввода объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств в работу в составе энергосистемы, утвержденных приказом Минэнерго России от 15 января 2024 г. № 7 9 :

9 Зарегистрирован Минюстом России 23 мая 2024 г., регистрационный № 78247.

1) пункт 18 дополнить абзацем следующего содержания:

"При проведении испытаний КРТ и (или) ДРТ и оформлении их результатов должны соблюдаться требования раздела 5 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 70605-2022 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Импульсная и длительная разгрузка турбин. Общие требования и методика испытаний", утвержденного и введенного в действие приказом Росстандарта от 27.12.2022 № 1631-ст (М., Российский институт стандартизации, 2023), и приложений А - Ж к указанному национальному стандарту.";

2) абзац первый пункта 19 после слов "ветровыми (солнечными) электростанциями" дополнить словами ", центр управления каскадом малых гидроэлектростанций";

3) пункт 24 дополнить подпунктом "г" следующего содержания:

"г) разделом 8 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 71529-2024 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к дистанционному управлению активной мощностью генерирующего оборудования тепловых электростанций из диспетчерских центров посредством доведения плановых диспетчерских графиков", утвержденного и введенного в действие приказом Росстандарта от 29.07.2024 № 977-ст (М., Российский институт стандартизации, 2024).".