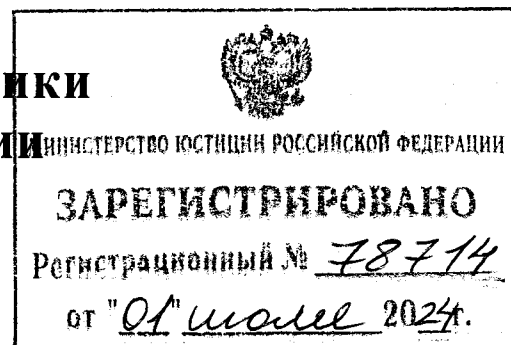




**Министерство энергетики  
Российской Федерации**  
(Минэнерго России)



**П Р И К А З**

15 января 2024 г.

№ 6

Москва

**Об утверждении**

**Методических указаний по технологическому проектированию подстанций  
переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ**

В целях совершенствования требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и в соответствии с абзацем четвертым пункта 2 статьи 21, абзацами первым, третьим и пятым пункта 2 статьи 28 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», подпунктом 4.2.14<sup>21</sup> пункта 4 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400, подпунктом «в» пункта 1 и пунктом 2<sup>1</sup> 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», абзацем седьмым подпункта «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» **п р и к а з ы в а ю:**

1. Утвердить прилагаемые Методические указания по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ.

2. Настоящий приказ вступает в силу по истечении трех месяцев со дня его официального опубликования, за исключением пункта 22 Методических указаний по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ, утвержденных настоящим приказом.

Пункт 22 Методических указаний по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ, утвержденных настоящим приказом, вступает в силу по истечении шести месяцев со дня его официального опубликования.

Министр



Н.Г. Шульгинов

УТВЕРЖДЕНЫ  
приказом Минэнерго России  
от «15» сентября 2024 г. № 6

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**  
**по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим**  
**напряжением 35 – 750 кВ**

**I. Общие положения**

1. Настоящие Методические указания по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ (далее соответственно – Методические указания, ПС) устанавливают требования к определению технических и технологических решений, обеспечивающих возможность использования проектируемых ПС по их функциональному назначению и их надежной и безопасной работы в составе энергосистемы, в том числе решений по составу и выбору оборудования, его компоновке, определению электрических схем, оснащению ПС системами и устройствами технологического управления, релейной защиты и автоматики (далее – РЗА), телемеханики и связи, обеспечению работоспособности, надежности и живучести ПС.

2. Требования Методических указаний подлежат соблюдению при разработке проектной и рабочей документации на строительство, реконструкцию<sup>1</sup>, модернизацию, техническое перевооружение (далее соответственно – проектирование, проектная документация, рабочая документация) ПС, в том числе в рамках осуществления технологического присоединения ПС к электрическим сетям, определения технических параметров и характеристик при установке нового и замене (реконструкции, модернизации) существующего оборудования ПС.

3. Выполнение требований Методических указаний является обязательным для:

---

<sup>1</sup> Термины и определения, используемые в Методических указаниях по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ, предусмотрены в приложении к Методическим указаниям.

субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, владеющих на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства и (или) энергопринимающими установками, входящими в состав электроэнергетической системы или присоединяемыми к ней, – при проектировании ПС и технологическом присоединении ПС к электрическим сетям, определении технических параметров и характеристик при установке нового и замене (реконструкции, модернизации) существующего оборудования ПС;

субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, владеющих на праве собственности или ином законном основании объектами по производству электрической энергии, входящими в состав электроэнергетической системы или присоединяемыми к ней, – при проектировании объектов по производству электрической энергии и технологическом присоединении объектов по производству электрической энергии к электрическим сетям в части технических и технологических решений, относящихся к распределительным устройствам (далее – РУ) электрических станций, определении технических параметров и характеристик при установке нового и замене (реконструкции, модернизации) существующего оборудования РУ электрических станций;

проектных организаций, иных юридических лиц и физических лиц, в том числе индивидуальных предпринимателей, осуществляющих разработку документации, указанной в абзацах втором и третьем настоящего пункта, или выступающих заказчиками при выполнении работ, – при разработке такой документации;

сетевых организаций и системного оператора электроэнергетических систем России (далее – системный оператор) – при планировании развития электрических сетей, подготовке и согласовании технических условий для технологического присоединения к электрическим сетям, рассмотрении и согласовании проектной, рабочей документации и технических решений по установке, модернизации реконструкции оборудования, указанных в абзацах втором и третьем настоящего пункта.

4. При выполнении работ и разработке, согласовании документации и технических решений, указанных в абзацах втором – пятом пункта 3 Методических

указаний, подлежат соблюдению требования глав II, V – VII, IX – XI, XIII – XV Методических указаний.

При разработке документации и технических решений, указанных в абзацах втором – четвертом пункта 3 Методических указаний, также подлежат соблюдению требования глав III, IV, VIII и XII Методических указаний.

5. Проектирование РУ электрических станций должно осуществляться в соответствии с Методическими указаниями, если иное не установлено Методическими указаниями по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, утвержденными приказом Минэнерго России от 16 августа 2019 г. № 857<sup>2</sup> (далее – Методические указания по технологическому проектированию ГЭС и ГАЭС), и Методическими указаниями по технологическому проектированию тепловых электростанций, утвержденными приказом Минэнерго России от 16 августа 2019 г. № 858<sup>3</sup> (далее – Методические указания по технологическому проектированию ТЭС).

6. Требования Методических указаний не распространяются на случаи проектирования ПС, по которым:

разработка проектной документации начата до даты вступления в силу Методических указаний;

получено положительное заключение государственной экспертизы проектной документации до даты вступления в силу Методических указаний.

## **II. Общие требования к проектированию ПС**

7. Проектирование ПС должно осуществляться в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 (далее соответственно – Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, постановление № 937), нормативными правовыми актами Минэнерго России, утверждаемыми

<sup>2</sup> Зарегистрирован Минюстом России 21 апреля 2020 г., регистрационный № 58155.

<sup>3</sup> Зарегистрирован Минюстом России 21 апреля 2020 г., регистрационный № 58154.

в соответствии с постановлением № 937, 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» (далее – постановление № 244).

8. При проектировании ПС разработка проектных решений должна осуществляться с соблюдением следующих требований:

обеспечение потребителей электрической энергией в соответствии с категорией надежности электроснабжения, установленной документами о технологическом присоединении и договором об оказании услуг по передаче электрической энергии (договором энергоснабжения)<sup>4</sup>, заключенным с потребителем электрической энергии, и (или) установленными органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов долгосрочными параметрами регулирования деятельности – показателями уровня надежности услуг, оказываемых сетевой организацией, по заданию которой осуществляется проектирование ПС;

обеспечение наблюдаемости и управляемости технологических режимов работы и эксплуатационного состояния объектов электросетевого хозяйства;

организация безопасных условий для эксплуатации ПС;

обеспечение возможности доступа к ПС для проведения технического обслуживания и ремонта, ликвидации последствий технологических нарушений (аварий).

9. Проектирование ПС должно осуществляться с соблюдением требований законодательства в области охраны окружающей среды и законодательства Российской Федерации об обеспечении единства измерений.

10. При проектировании ПС должны быть разработаны меры по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности ПС в соответствии с частью 4 статьи 7 Федерального закона от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ

---

<sup>4</sup> Пункты 31<sup>5</sup> и 31<sup>6</sup> Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861.

«О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» в случае, если ПС относится к объектам определенной категории опасности<sup>5</sup>.

В случае если информационные системы, средства или системы автоматизированного управления, используемые на ПС, относятся к значимым объектам критической информационной инфраструктуры, при проектировании ПС должны быть также соблюдены требования, установленные Федеральным законом от 26 июля 2017 г. № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».

11. Принятые при проектировании ПС технические решения должны быть обоснованы расчетами, подтверждающими эффективность реализации таких решений исходя из минимальной величины расходов на приобретение, установку, ввод в работу, эксплуатацию, включая ремонт и техническое обслуживание, основного оборудования с учетом совокупных издержек на его эксплуатацию за срок службы и последствий вероятного отказа оборудования, определенных в соответствии с методическими указаниями по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа, утвержденными приказом Минэнерго России от 19 февраля 2019 г. № 123<sup>6</sup> (далее – Методические указания по расчету вероятности отказа).

12. Проектирование ПС должно осуществляться на основании задания на проектирование.

13. При планируемой поэтапной реализации мероприятий по строительству (реконструкции) и вводу ПС (входящего в ее состав оборудования) в работу в составе энергосистемы в проектной документации должны быть выделены этапы и предусмотрены технические решения, относящиеся к каждому из этапов и необходимые для обеспечения возможности поэтапного включения ПС (входящего в ее состав оборудования) в работу.

---

<sup>5</sup> Статья 7 Федерального закона от 26 июля 2017 г. № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» и Правила категорирования объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 8 февраля 2018 г. № 127.

<sup>6</sup> Зарегистрирован Минюстом России 4 апреля 2019 г., регистрационный № 54277.

14. При проектировании ПС должен осуществляться выбор количества и мощности трансформаторов (автотрансформаторов) (далее – Т (АТ) и средств компенсации реактивной мощности в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 6 декабря 2022 г. № 1286<sup>7</sup> (далее – Методические указания по проектированию развития энергосистем).

15. При проектировании ПС для определения технических решений, параметров проектируемой ПС и требований к устанавливаемому на ней оборудованию и устройствам (комплексам) РЗА, не связанных с выбором количества и мощности Т (АТ) и средств компенсации реактивной мощности, должны выполняться:

анализ прогнозных балансов активной мощности;

анализ прогнозных уровней напряжения;

расчеты электроэнергетических режимов для нормальной и ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630<sup>8</sup> (далее – Методические указания по устойчивости энергосистем), осуществляемые в соответствии с требованиями Методических указаний по проектированию развития энергосистем;

расчет текущих (в период разработки проектной документации) и прогнозных (на периоды, определяемые в соответствии с пунктом 16 Методических указаний) значений токов короткого замыкания (далее – КЗ);

<sup>7</sup> Зарегистрирован Минюстом России 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920.

<sup>8</sup> Зарегистрирован Минюстом России 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023, с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195 (зарегистрирован Минюстом России 27 апреля 2021 г., регистрационный № 63248), от 20 декабря 2022 г. № 1339 (зарегистрирован Минюстом России 28 февраля 2023 г., регистрационный № 72475). В соответствии с пунктом 3 приказа Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 срок действия данного акта ограничен до 31 августа 2027 г.



расчеты статической устойчивости, осуществляемые в соответствии с требованиями Методических указаний по проектированию развития энергосистем и Методических указаний по устойчивости энергосистем;

расчеты динамической устойчивости (при проектировании РУ электростанций), осуществляемые в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем и Методическими указаниями по устойчивости энергосистем.

16. Указанные в пункте 15 Методических указаний расчеты должны выполняться на следующие периоды с учетом этапности ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) объектов электросетевого хозяйства, объектов по производству электрической энергии и динамики изменения электрических нагрузок:

на год ввода ПС в эксплуатацию (окончания строительства, реконструкции, модернизации, технического перевооружения ПС);

на последний год среднесрочного периода, на который разработаны последние утвержденные схема и программа развития электроэнергетических систем России (при проектировании ПС в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах до утверждения таких схемы и программы в 2024 г.<sup>9</sup> – последняя утвержденная схема и программа перспективного развития электроэнергетики соответствующего субъекта Российской Федерации для технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы).

17. Необходимость проведения указанных в пункте 15 Методических указаний расчетов и их объем для реконструируемых (модернизируемых, технически перевооружаемых) ПС должны определяться в задании на проектирование исходя из характера и объема планируемых к проведению работ по реконструкции (модернизации, техническому перевооружению) ПС.

Объем указанных в абзаце первом настоящего пункта расчетов может быть уменьшен относительно объема расчетов, указанного в пункте 15 Методических указаний, по согласованию с системным оператором в следующих случаях:

---

<sup>9</sup> Пункты 44 и 45 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556.

реконструкции (модернизации, технического перевооружения) ПС, оборудование и устройства которых являются объектами диспетчеризации;

реконструкции (модернизации, технического перевооружения) ПС в рамках выполнения технических условий для технологического присоединения к электрическим сетям, подлежащих согласованию с системным оператором в соответствии с Правилами 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, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861.

18. Указанные в пункте 15 Методических указаний расчеты должны проводиться на основании результатов математического моделирования режимов энергосистем с использованием перспективных расчетных моделей электроэнергетической системы, представленных системным оператором в соответствии с Порядком раскрытия цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и предоставления системным оператором иным субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии и проектным организациям перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей для целей перспективного развития электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России от 17 февраля 2023 г. № 82<sup>10</sup>.

19. Проектирование ПС должно осуществляться на основе следующих исходных данных:

генеральная схема размещения объектов электроэнергетики;

схема и программа развития электроэнергетических систем России;

схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, относящихся к технологически изолированным территориальным электроэнергетическим системам (до утверждения в 2024 году<sup>11</sup> схемы и программы развития электроэнергетических систем России);

<sup>10</sup> Зарегистрирован Минюстом России 17 марта 2023 г., регистрационный № 72619.

<sup>11</sup> Пункты 44 и 45 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556.

схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии;

схемы выдачи мощности объектов по производству электрической энергии;

технические условия для технологического присоединения к электрическим сетям;

программы, планы развития комплексов и устройств РЗА, средств диспетчерского и технологического управления, систем учета электрической энергии (мощности) и технологической сети связи, принимаемые субъектами электроэнергетики на основании постановления Правительства Российской Федерации от 14 ноября 2023 г. № 1912 «О порядке перехода субъектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации на преимущественное применение доверенных программно-аппаратных комплексов на принадлежащих им значимых объектах критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»<sup>12</sup> и энергетической стратегии Российской Федерации, разрабатываемой в соответствии со статьей 19 Федерального закона от 28 июня 2014 г. № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации»;

сведения о районе размещения ПС (в части воздействия климатических факторов внешней среды, по условиям загрязнения внешней изоляции, по сейсмическим условиям, по грозовой активности);

решения о необходимости организации, схемах и способах плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи (далее – ВЛ), их отдельных участков, воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи (далее – КВЛ), принимаемые в соответствии с требованиями по плавке гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи, утвержденными приказом Минэнерго России от 19 декабря 2018 г. № 1185<sup>13</sup> (далее – Требования по плавке гололеда).

---

<sup>12</sup> В соответствии с пунктом 5 постановления Правительства Российской Федерации от 14 ноября 2023 г. № 1912 пункты 1 и 2 указанного постановления Правительства Российской Федерации вступают в силу с 1 сентября 2024 г. и действуют в течение 6 лет.

<sup>13</sup> Зарегистрирован Минюстом России 22 января 2019 г., регистрационный № 53476, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 11 августа 2023 г. № 629 (зарегистрирован Минюстом России 17 ноября 2023 г., регистрационный № 76006).

20. При проектировании ПС определение и выбор технических и технологических решений должны осуществляться исходя из необходимости соблюдения требований Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и нормативных правовых актов Минэнерго России, утверждаемых в соответствии с постановлением № 937 и (или) постановлением № 244:

к наблюдаемости и управляемости элементов электрической сети в режиме реального времени;

к местам установки, количеству и мощности устройств компенсации реактивной мощности, в том числе шунтирующих реакторов (далее – ШР), батарей статических конденсаторов (далее – БСК), управляемых статических компенсаторов реактивной мощности (далее – СКРМ) и других дополнительных регулирующих устройств с соблюдением требований к качеству электрической энергии;

к количеству, единичной мощности и номинальному напряжению обмоток Т (АТ);

к соотношению номинальных мощностей обмоток трехобмоточных Т;

к режимам заземления нейтралей Т;

к резервированию питания собственных нужд ПС от независимых источников питания;

к координации уровня токов КЗ с учетом расчетных значений токов однофазного и трехфазного КЗ на год ввода ПС в эксплуатацию и на перспективу пяти лет;

к необходимости предотвращения феррорезонанса и ограничения высокочастотных коммутационных перенапряжений на электротехническом оборудовании в РУ 110 кВ и выше;

к электромагнитной совместимости технических устройств;

к условиям параллельной работы Т (АТ).

21. Объем технического перевооружения и реконструкции ПС должен определяться на основании:

видов технического воздействия, установленных в соответствии с главой IV методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденной приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676<sup>14</sup>;

требований Методических указаний по расчету вероятности отказа.

22. При разработке проектной документации на строительство, реконструкцию ПС должно быть обеспечено формирование информационной модели ПС в соответствии с разделами 2 – 5 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.1-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Основные положения»<sup>15</sup> и приложением А к указанному стандарту в объеме, необходимом для последующей эксплуатации ПС в составе электроэнергетической системы и осуществления с ее использованием деятельности в сфере электроэнергетики.

Профиль информационной модели ПС должен соответствовать разделам 2 – 6 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.2-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Базисный профиль информационной модели»<sup>16</sup> и приложениям А, Б и В к указанному стандарту, а для оборудования ПС напряжением 110 кВ и выше – также разделам 2 – 6 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.3-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели линий электропередачи и

---

<sup>14</sup> Зарегистрирован Минюстом России 5 октября 2017 г., регистрационный № 48429, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 17 марта 2020 г. № 192 (зарегистрирован Минюстом России 18 мая 2020 г., регистрационный № 58367).

<sup>15</sup> 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 (ИУС «Национальные стандарты», № 5, 2023).

<sup>16</sup> 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 (ИУС «Национальные стандарты», № 5, 2023).

электросетевого оборудования напряжением 110 – 750 кВ»<sup>17</sup> и приложениям А и Б к указанному стандарту.

Информационная модель ПС, указанная в первом абзаце настоящего пункта, должна быть сопряжена с информационной моделью ПС как объекта капитального строительства, сформированной в соответствии с требованиями Градостроительного кодекса Российской Федерации.

23. При проектировании ПС должны быть определены планируемый вид организации ремонта оборудования ПС и способ организации технического обслуживания устройств РЗА, состав и количество ремонтно-эксплуатационного персонала, места размещения ремонтно-эксплуатационных баз с перечнем и объемом необходимых автомобильного транспорта и специальной техники, приборов и оборудования для выполнения регламентных работ на ПС в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утвержденными приказом Минэнерго России от 25 октября 2017 г. № 1013<sup>15</sup>.

24. При проектировании ПС должны быть определены:

форма организации круглосуточного оперативного обслуживания ПС с соблюдением требований пункта 39 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем;

центры управления электрическими сетями сетевой организации либо структурное подразделение иного хозяйствующего субъекта, владеющего на праве собственности или ином законном основании ПС, осуществляющие оперативно-технологическое управление отходящими от ПС линиями электропередачи (далее – ЛЭП), оборудованием и устройствами ПС (далее – ЦУС);

<sup>17</sup> 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 (ИУС «Национальные стандарты», № 5, 2023).

<sup>15</sup> Зарегистрирован Минюстом России 26 марта 2018 г., регистрационный № 50503, с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 13 июля 2020 г. № 555 (зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный № 60538) и от 19 декабря 2023 г. № 1180 (зарегистрирован Минюстом России 24 апреля 2024 г., регистрационный № 77984).

технические решения по модернизации оборудования и автоматизированных систем технологического управления (далее – АСТУ) ЦУС для выполнения требований к организации и осуществлению оперативно-технологического управления, предусмотренных главой VIII Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных приказом Минэнерго России от 4 октября 2022 г. № 1070<sup>18</sup> (далее – Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей);

диспетчерский центр (центры) системного оператора (далее – ДЦ), в диспетчерском управлении (ведении) которого будут находиться оборудование и устройства ПС и (или) отходящие от ПС ЛЭП, – по согласованию с системным оператором (в случае, если оборудование или устройства проектируемой ПС или отходящие от нее ЛЭП относятся (будут относиться) к объектам диспетчеризации);

требования по организации дистанционного управления коммутационными аппаратами (далее – КА), заземляющими разъединителями, технологическим режимом работы оборудования, устройствами (функциями) РЗА с автоматизированных рабочих мест (далее – АРМ) оперативного персонала ПС, ЦУС и диспетчерского персонала ДЦ.

25. При проектировании ПС в отношении оборудования ПС, планируемого к установке (замене, модернизации) и соответствующего критериям, указанным в пункте 12 Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных приказом Минэнерго России от 20 декабря 2022 г. № 1340<sup>17</sup> (далее – Правила предоставления информации), должны быть определены проектные технические параметры и характеристики такого оборудования в объеме, предусмотренном приложением № 3 к Правилам предоставления информации.

26. При разработке проектной документации на реконструкцию ПС размещение новых РУ вне существующей площадки ПС должно иметь технико-экономическое обоснование.

<sup>18</sup> Зарегистрирован Минюстом России 6 декабря 2022 г., регистрационный № 71384.

<sup>17</sup> Зарегистрирован Минюстом России 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599.

Указанное в абзаце первом настоящего пункта и пунктах 28, 55, 60, 67, 78, 83, 113, 129, 139, 169, 184 Методических указаний технико-экономическое обоснование должно выполняться с соблюдением требований, предусмотренных пунктами 10 и 11 Методических указаний по проектированию развития энергосистем.

### **III. Требования к компоновке и конструктивной части ПС**

27. ПС должны проектироваться открытого типа, за исключением случаев, для которых настоящим пунктом предусмотрено проектирование ПС закрытого типа.

Проектирование ПС закрытого типа с высшим классом напряжения 110 кВ и выше должно предусматриваться для случаев:

расположения ПС на территориях городов;

расположения ПС в районах, где воздух может содержать вещества, ухудшающие работу изоляции или разрушающие оборудование и шины;

расположения ПС в районах, характеризующихся наличием или риском возникновения опасных природно-климатических процессов и явлений;

необходимости непревышения допустимого уровня шума в процессе эксплуатации от оборудования ПС, проектируемой на территории, предназначенной для размещения жилищного фонда, общественных зданий и сооружений, отдельных коммунальных и промышленных объектов, не требующих устройства санитарно-защитных зон, устройства путей внутригородского сообщения, улиц, площадей, парков, садов, бульваров и других мест общего пользования.

Допускается проектирование ПС открытого типа с классом напряжения 110 - 220 кВ в случае, если планировочной структурой городского поселения предусмотрены функциональные зоны для размещения ПС открытого типа.

28. При проектировании ПС закрытого типа должны предусматриваться технические решения по установке Т (АТ), ШР номинальным напряжением 110 кВ и выше на открытых площадках (при необходимости с противошумовым ограждением). Применение технических решений по установке Т (АТ), ШР в зданиях допускается при наличии технико-экономического обоснования.



Закрытые РУ (далее – ЗРУ) напряжением 35 кВ и выше с оборудованием в конструктивном исполнении комплектного РУ с элегазовой изоляцией (далее – КРУЭ) должны применяться при наличии технико-экономического обоснования, учитывающего затраты на весь жизненный цикл оборудования:

в районах, где воздух может содержать вещества, ухудшающие работу изоляции или разрушающе действующие на оборудование и шины;

в районах, требующих установки оборудования для климата, в котором средняя из ежегодных абсолютных минимумов температура воздуха ниже минус 45 °С, при отсутствии такого оборудования;

в случае проектирования ПС закрытого типа в соответствии с пунктом 27 Методических указаний;

в случае проектирования ПС открытого типа при наличии технико-экономического обоснования.

29. Уровень изоляции оборудования открытых РУ (далее – ОРУ) и ошиновки ОРУ должен выбираться в зависимости от степени загрязнения окружающей атмосферы. При размещении площадки ПС на территории с источниками загрязнения, оказывающими влияние на состояние изоляции электротехнического оборудования (автомобильные дороги, промышленные предприятия), или в прибрежных районах морей должны предусматриваться безопасные расстояния на основании розы ветров и (или) мероприятия по обеспечению надежного и безопасного функционирования оборудования ПС.

30. При сооружении ОРУ в районах с категорией коррозионной агрессивности атмосферы С4 и выше в соответствии с таблицей 1 межгосударственного стандарта ГОСТ 9.107-2023 «Единая система защиты от коррозии и старения. Коррозионная агрессивность атмосферы. Основные положения»<sup>19</sup> должны применяться конструкции алюминиевых и сталеалюминевых проводов, алюминиевых труб и шин, обладающие стойкостью против химической (атмосферной) коррозии.

<sup>19</sup> Веден в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации приказом Росстандарта от 5 сентября 2023 г. № 800-ст (М. ФГБУ «Институт стандартизации», 2023).

31. При проектировании ПС с высшим классом напряжения 220 кВ и выше должна предусматриваться установка Т (АТ), ШР, управляемых шунтирующих реакторов (далее – УШР) на каретке. Безрельсовая (бескареточная) установка с применением специальных подставок для обеспечения возможности доступа к дну бака Т (АТ), ШР (УШР) допускается при отсутствии путей перекатки.

32. В камерах Т (АТ) должны предусматриваться смотровые площадки и трапы. Камеры Т (АТ) должны быть оснащены системой вентиляции.

33. Подвеска ошиновки одним пролетом над двумя и более ячейками Т (АТ) не допускается.

34. В залах КРУЭ, кабельных помещениях под залами КРУЭ, помещениях для хранения баллонов с элегазом должна быть предусмотрена принудительная приточно-вытяжная вентиляция. При проектировании помещений КРУЭ, содержащих элегазовое и вспомогательное оборудование, должны соблюдаться требования к условиям размещения и эксплуатации оборудования, указанные в документации организаций-изготовителей оборудования и устройств.

35. При проектировании ПС должна предусматриваться приточно-вытяжная вентиляция, обеспечивающая однократный обмен воздуха в час в залах КРУЭ, помещениях для хранения баллонов с элегазом и забор воздушной среды из кабельных помещений и кабельных каналов.

36. В залах КРУЭ должны быть предусмотрены:

система, предотвращающая попадание в атмосферу элегаза (газообразных и твердых продуктов распада элегаза) при аварийных выбросах с разгерметизацией объемов КРУЭ;

предупредительная и аварийная звуковая и световая сигнализация, работающая в случаях превышения концентрации элегаза в воздухе помещения КРУЭ, опасного для обслуживающего персонала, при разгерметизации элегазового оборудования;

автоматическое включение принудительной приточно-вытяжной вентиляции.

Указанная в абзаце третьем настоящего пункта сигнализация должна быть интегрирована в центральную сигнализацию и в автоматизированную систему управления технологическим процессом (далее – АСУ ТП).

37. В залах КРУЭ должны быть предусмотрены грузоподъемные механизмы с площадками обслуживания и устройствами для проведения испытаний, разгрузочные площадки и устройства для разгрузки и перемещения оборудования в помещениях КРУЭ.

38. При проектировании кабельных вводов в КРУЭ должны выбираться технические решения, исключающие подтопление кабельного помещения грунтовыми водами. В кабельных помещениях, расположенных ниже уровня поверхности земли, на случай подтопления грунтовыми водами должна быть предусмотрена дренажная откачка воды, работающая в автоматическом режиме.

39. При проектировании помещений общеподстанционного пункта управления (далее – ОПУ) с находящимися в нем оборудованием и устройствами должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие поддержание в таких помещениях температуры, влажности и иных условий эксплуатации, соответствующих требованиям, указанным в документации организаций-изготовителей этого оборудования и устройств.

40. При проектировании должно быть предусмотрено оснащение порталов РУ, молниеотводов, мачт освещения, а также опор, устанавливаемых на площадке ПС, по которым предусмотрен подъем персонала при выполнении эксплуатационного обслуживания размещенного на них оборудования, стационарной (жесткой анкерной) страховочной линией со страховочным устройством ползункового типа, обеспечивающей безопасность персонала, обслуживающего оборудование ПС.

41. При проектировании должны быть предусмотрены технические решения:  
по защите металлоконструкций фундаментов коррозионностойкими материалами;

по защите фундаментов от влаги и взаимодействия с химически агрессивными парами, газами и жидкостями.

#### IV. Требования к планированию территории ПС и транспортного обеспечения

42. При проектировании ПС расположение сооружений и оборудования на площадке ПС должно осуществляться исходя из обеспечения:

возможности применения машин, механизмов и передвижных лабораторий при проведении ремонтов, технического обслуживания и испытаний оборудования;

возможности доставки тяжеловесного оборудования к месту установки (фундаменту) с помощью автотранспортных средств или железнодорожного транспорта;

соблюдения требований промышленной безопасности при использовании подъемных сооружений и оборудования, работающего под избыточным давлением.

43. При проектировании строительства ПС должны быть предусмотрены:

дороги, подъезды к территории ПС и на территории ПС, включая подъездную дорогу для связи ПС с общей сетью автомобильных дорог, резервный подъезд к ПС при площади ПС более 5 га, внутриплощадочные автомобильные дороги, подъездные железнодорожные пути к ПС с высшим классом напряжения 220 кВ и выше в случае технической невозможности доставки тяжеловесных грузов автомобильным транспортом по автомобильным дорогам;

сооружения водоснабжения, отопления, канализации, дренажа;

маслоприемники, маслоотводы и маслосборники для предотвращения растекания масла при повреждении маслonaполненного оборудования.

На территории ОРУ для обеспечения осмотра оборудования дежурным персоналом должно быть предусмотрено устройство пешеходных дорожек.

44. На чертежах ПС и каждого ОРУ должны быть предусмотрены маршруты обхода для осмотра оборудования и маршруты следования к рабочим местам, обеспечивающие безопасный подход ко всем аппаратам.

Участки маршрутов на ОРУ напряжением 330 кВ и выше, на которых напряженность электрического поля превышает предельно допустимый уровень напряженности электрического поля, установленный санитарными правилами и нормами СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к

обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания», утвержденными постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 28 января 2021 г. № 2<sup>19</sup>, должны быть экранированы.

45. При планировании территории ПС должна быть обеспечена возможность подъезда и применения специальной техники (с соблюдением безопасных расстояний от электроустановок) к следующим зданиям, сооружениям и электроустановкам: Т (АТ), ШР (УШР), асинхронизированному компенсатору, зданию мастерской (аппаратной) маслохозяйства и резервуарам масла, ОПУ, релейного щита (далее – РЩ), ЗРУ, вдоль рядов выключателей ОРУ напряжением 110 кВ и выше, вдоль БСК, СКРМ, к каждой фазе выключателей напряжением 330 кВ и выше, материально-техническому складу, насосным резервуарам воды для тушения пожара, точке заземления спецтехники при тушении пожара.

46. При проектировании ПС должно предусматриваться сооружение на ПС закрытых маслоотводов, за исключением случаев, указанных в абзаце втором настоящего пункта Методических указаний.

В сильнопучинистых грунтах и при высоких уровнях грунтовых вод (выше подошвы маслоотвода) допускается сооружение открытых маслоотводов.

Технические решения по конструкции маслоприемников должны исключать вероятность растекания масла в окружающую среду с учетом подвижных пучинистых грунтов. Должна быть предусмотрена защита металлических маслоприемников от коррозии покрытием, стойким к воздействию масла.

47. Для ПС с закрытыми трансформаторными камерами должно предусматриваться размещение маслосборников за пределами зданий.

48. При проектировании ПС должны быть предусмотрены технические решения по оснащению металлических баков (резервуаров) для хранения масел воздухоосушительными фильтрами.

---

<sup>19</sup> Зарегистрировано Минюстом России 29 января 2021 г., регистрационный № 62296, с изменениями, внесенными постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 24 (зарегистрировано Минюстом России 9 марта 2023 г., регистрационный № 72558). В соответствии с пунктом 3 постановления Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 28 января 2021 г. № 2 данный акт действует до 1 марта 2027 г.

## V. Требования к проектированию схем электрических соединений РУ

49. Схемы РУ ПС должны разрабатываться при проектировании ПС исходя из:

- количества присоединений;
- перспективного развития ПС;
- обеспечения надежности работы РУ и соблюдения требований пунктов 7 и 8 Методических указаний;
- обеспечения возможности и безопасности проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах ПС;
- обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций на основании результатов расчета при нормативных возмущениях, вызванных КЗ в проектируемом РУ ПС между выключателями и трансформаторами тока (далее – ТТ). При выявлении вероятности нарушения динамической устойчивости генераторов электрических станций при возникновении КЗ между выключателями и ТТ в строящихся (реконструируемых) ячейках ОРУ напряжением 110 кВ и выше должны быть предусмотрены технические мероприятия, обеспечивающие динамическую устойчивость.

При выборе схемных и компоновочных решений, структуры РУ и основных параметров силового оборудования должен проводиться анализ видов последствий и критичности отказов отдельных элементов схемы РУ на проектируемой ПС и прилегающем участке электрической сети с оценкой прямых и косвенных ущербов в результате отказов отдельных элементов схемы РУ.

50. В схеме РУ применение отделителей и короткозамыкателей не допускается.

51. При проектировании ПС количество размещаемых на ПС установок плавки гололеда должно определяться исходя из схемы плавки гололеда на ЛЭП<sup>20</sup> и количества ЛЭП, на которых планируется организация плавки гололеда.

---

<sup>20</sup> Требования по плавке гололеда.

Одной установкой плавки гололеда должна оснащаться ПС, с которой предполагается проведение плавки гололеда не более чем на пяти отходящих ЛЭП классом напряжения 110 кВ и выше (за исключением плавки гололеда переменным током нагрузки на ЛЭП классом напряжения 110 кВ, соединенных последовательно). При необходимости проектирования плавки гололеда более чем на пяти отходящих ЛЭП классом напряжения 110 кВ и выше количество установок плавки гололеда должно быть не менее двух.

При наличии возможности плавки гололеда на ЛЭП от установок плавки гололеда, расположенных на разных ПС, допускается не предусматривать размещение на проектируемой ПС второй установки плавки гололеда.

52. При проектировании ПС должны выбираться схемы РУ, которые обеспечивают возможность вывода отдельных выключателей и других коммутационных аппаратов в ремонт, осуществляемого:

а) для РУ напряжением до 220 кВ включительно – одним из следующих способов:

путем временного отключения присоединения (ЛЭП или Т), в котором установлен выводимый для ремонта или обслуживания выключатель или другой аппарат, если это допустимо по условиям электроснабжения потребителей и обеспечения транзитных перетоков мощности;

путем переключения цепи на обходную систему шин или с использованием схем с подключением присоединений более чем через один выключатель, если отключение цепи недопустимо;

б) для РУ напряжением до 35 кВ включительно – путем отключения присоединения (на согласованное с потребителем электрической энергии время или на время ремонта);

в) для РУ напряжением 330 кВ и выше – без отключения присоединения;

г) для высокочастотных заградителей, конденсаторов связи, ограничителей перенапряжений нелинейных (далее – ОПН) и других аппаратов, подключенных к ЛЭП или Т, – при отключенных ЛЭП или Т.

53. В ячейках ЛЭП РУ напряжением 330 кВ и выше должны быть предусмотрены технические решения, обеспечивающие резервирование цепей вторичной коммутации переменного напряжения по обоим концам ЛЭП путем установки двух трансформаторов напряжения (далее – ТН):

по одному с каждой стороны линейного разъединителя;

по одному с каждой стороны высокочастотного заградителя.

54. В схемах «треугольник», «четыреугольник», «шестиугольник»<sup>21</sup> РУ напряжением 330 кВ и выше должна предусматриваться установка ТН на ошиновках высшего напряжения (далее – ВН) Т (АТ) с возможностью сохранения ТН в работе при отключении Т (АТ) разъединителем со стороны ВН.

55. В схемах, предусматривающих подключение ЛЭП через два выключателя, подключение к ТТ в цепях выключателей устройств РЗА должно иметь технико-экономическое обоснование и выполняться без суммирования токов на сборках (рядах) зажимов.

56. На ПС с высшим классом напряжения 110 кВ и выше в качестве шинных ТН должны применяться антирезонансные ТН.

В РУ напряжением 110 кВ и выше с индуктивными ТН и выключателями, содержащими емкостные делители напряжения, должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению появления феррорезонансных перенапряжений, а присоединение емкостных шинных ТН должно выполняться без разъединителей.

57. В случае если при проектировании ПС предусмотрена установка на ПС группы (групп) однофазных АТ, ШР (УШР):

техническое решение по установке резервной фазы должно быть обосновано в соответствии с пунктом 11 Методических указаний;

при проектировании должен быть определен способ подключения резервной фазы.

---

<sup>21</sup> Раздел 5 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 59279-2020 «Единая энергетическая система и изолированная работающие энергосистемы. Электрические сети. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций. Типовые решения. Рекомендации по применению», утвержденного и введенного в действие приказом Росстандарта от 24 декабря 2020 г. № 1375-ст (М., Стандартинформ, 2021).



58. При проектировании строительства ПС подключение к обмоткам низшего напряжения (далее – НН) 6 – 35 кВ АТ классом напряжения 220 кВ и выше энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии не допускается.

59. При проектировании ПС должна быть предусмотрена отдельная работа Т на стороне НН 6 – 35 кВ с автоматическим включением резерва (далее – АВР), в том числе посредством включения секционного выключателя.

Требования абзаца первого настоящего пункта не распространяются на:

ПС (РУ), обеспечивающие выдачу мощности объектов по производству электрической энергии, на которых секционный (шиносоединительный) выключатель напряжением 6 – 35 кВ нормально включен согласно режиму работы электростанции;

ПС, на которых проектной документацией предусмотрено автоматическое восстановление нормального режима работы после действия АВР.

60. Для ограничения токов КЗ на стороне 6 – 20 кВ Т (АТ) должна предусматриваться установка:

Т с повышенным значением напряжения КЗ;

Т с расщепленными обмотками НН 6 – 20 кВ;

токоограничивающих реакторов в цепях вводов от Т (АТ), при этом отходящие электрические линии должны быть выполнены нереактивными;

Т (АТ) с обмотками НН классом напряжения 20 кВ и 35 кВ.

Выбор варианта технических решений из числа указанных в абзацах втором – пятом настоящего пункта осуществляется при проектировании ПС по результатам технико-экономического обоснования.

61. При необходимости компенсации емкостных токов в электрических сетях 6 – 35 кВ, определенной по результатам расчетов токов КЗ в соответствии с пунктом 15 Методических указаний, должна быть предусмотрена установка на ПС дугогасящих заземляющих реакторов или комбинированных дугогасящих агрегатов.

62. При превышении расчетных токов в электрической сети 110 – 220 кВ коммутационной способности выключателей должны применяться токоограничивающие устройства.

## VI. Требования к выбору основного электротехнического оборудования ПС

63. Выбор электротехнического оборудования ПС должен осуществляться на основании расчетов и сравнения различных вариантов компоновки ПС исходя из обеспечения термической и электродинамической стойкости оборудования.

64. На ПС должны быть применены Т (АТ), соответствующие одновременно следующим требованиям:

оборудованные устройством регулирования напряжения под нагрузкой (далее – РПН) (для АТ классом напряжения 750 кВ – при наличии обоснования расчетами электроэнергетических режимов);

обладающие электродинамической стойкостью;

оборудованные высоковольтными вводами с твердой изоляцией.

65. При проектировании реконструкции, модернизации или технического перевооружения ПС должны быть предусмотрены:

замена отработавших нормативный срок службы высоковольтных маслонаполненных вводов масляных баковых выключателей на высоковольтные вводы с твердой изоляцией;

замена АТ, имеющих регулирование напряжения с помощью вольтодобавочных Т, включаемых в их нейтраль, на АТ, имеющие встроенное регулирование напряжения на стороне среднего напряжения (далее – СН).

66. Для обеспечения независимого регулирования напряжения на шинах РУ, подключенных к обмоткам НН АТ, допускается предусматривать технические решения по установке линейных регулировочных Т в случае, если уровень требуемого напряжения не может быть обеспечен другими способами.

67. При питании энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии от обмотки НН трехобмоточных Т с РПН для обеспечения независимого регулирования напряжения допускается предусматривать технические решения по установке линейных регулировочных Т на одной из сторон Т при наличии технико-экономического обоснования.

68. При применении линейных регулировочных Т при проектировании должны быть выполнены расчеты по проверке их электродинамической и термической стойкости при КЗ на стороне регулируемого напряжения.

69. При замене одного Т (АТ) на двухтрансформаторной ПС на новый при проектировании ПС должны выбираться технические решения, обеспечивающие сохранение возможности параллельной работы Т (АТ) в автоматическом режиме регулирования напряжения.

70. При неполной замене фаз группы однофазных АТ допустимость работы в одной группе сохраняемых в работе и новых фаз АТ, отличающихся величинами напряжений КЗ, должна быть обоснована расчетами электрических режимов работы АТ.

71. Выбор типов выключателей должен осуществляться с соблюдением следующих требований:

работоспособность выключателей должна обеспечиваться во всем диапазоне температур окружающего воздуха для региона размещения ПС;

в цепи ШР, УШР и БСК должны быть применены выключатели, предназначенные для коммутации тока ШР и БСК;

требуемая отключающая способность выключателей должна быть определена на основании расчетов токов КЗ на расчетный период;

выключатели должны обеспечивать отключение ЛЭП, оснащенных индуктивными средствами поперечной компенсации. При этом должны быть предусмотрены мероприятия, исключающие возникновение недопустимой величины апериодической составляющей при отключении токов КЗ, возникающих в электрической сети.

72. Для шкафов управления выключателей и разъединителей, верхняя часть которых расположена на высоте 2 м и более, должны быть предусмотрены стационарные площадки обслуживания.

73. Выбор оборудования и ошиновки по номинальному току должен осуществляться исходя из условий их работы в нормальных, ремонтных, аварийных

и послеаварийных режимах работы электрической сети и перегрузочной способности оборудования.

74. Для трехобмоточных Т в цепях СН и НН выбор оборудования и ошиновки должен осуществляться по току нагрузки и учитывать риск отключения второго Т, а также перспективу развития электрической сети.

75. Выбор оборудования и ошиновки ячеек ЛЭП 35 кВ и выше должен осуществляться по условиям нагрева проводов максимальным рабочим электрическим током.

76. При проектировании новых ПС с высшим классом напряжения 220 кВ и выше должно предусматриваться их оснащение системами диагностики с поддержкой функций самодиагностики и мониторинга состояния Т, ШР, элегазовых РУ, высоковольтных вводов, интегрированными в АСУ ТП.

77. В строящихся ячейках РУ, существующих ячейках РУ при подключении к ним новых присоединений, а также в ячейках РУ, реконструируемых с заменой ТТ, технические характеристики ТТ и подключенных к ним устройств РЗА в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств РЗА при КЗ, в том числе при возникновении апериодической составляющей тока<sup>22</sup>.

78. Выбор ТТ и ТН для целей РЗА должен осуществляться с соблюдением следующих требований:

для ТТ – предел допускаемой полной погрешности при токе номинальной предельной кратности не должен превышать 10 %;

для ТН – класс точности и схема подключения его цепей к устройствам РЗА должны определяться по условиям обеспечения правильной работы устройств РЗА;

измерительные датчики доаварийной информации для автоматики предотвращения нарушения устойчивости, а также измерительные цепи автоматики ограничения перегрузки оборудования должны подключаться к ТТ с классом точности не ниже 0,5. Для целей автоматики ограничения перегрузки оборудования допускается использование обмоток ТТ с пределом допускаемой полной

---

<sup>22</sup> Пункт 128 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

погрешности при токе номинальной предельной кратности не более 10 % при наличии технико-экономического обоснования.

Устройства синхронизированных векторных измерений системы мониторинга переходных режимов должны подключаться к вторичным обмоткам измерительных ТТ и ТН следующих классов точности:

ТТ 110 кВ и выше – не ниже 0,2;

остальные ТТ – не ниже 0,5;

ТН 110 кВ и выше – не ниже 0,2;

остальные ТН – не ниже 0,5.

Выбор ТТ и ТН для целей учета электрической энергии должен осуществляться с соблюдением следующих требований к классам точности обмоток таких ТТ и ТН:

для ТТ присоединений 110 кВ и выше и потребителей с присоединенной мощностью 100 МВт и выше – не ниже 0,2S;

остальные ТТ – не ниже 0,5S;

для ТН присоединений 110 кВ и выше и потребителей с присоединенной мощностью 100 МВт и выше – не ниже 0,2;

остальные ТН – не ниже 0,5.

Выбор измерительных ТТ и ТН для целей сбора телеметрической информации в АСУ ТП (систему сбора и передачи информации) должен осуществляться с соблюдением следующих требований к классам точности обмоток таких ТТ и ТН:

для ТТ – не ниже 0,5S;

для ТН – не ниже 0,5.

79. При проектировании ПС должен осуществляться выбор типа, мощности, места размещения и точек подключения устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше.

Указанный в абзаце первом настоящего пункта выбор должен выполняться на основании расчетов, проводимых в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем.

80. Должно быть предусмотрено оснащение разъединителей и заземляющих разъединителей напряжением 110 кВ и выше электродвигательными приводами.

Оснащение разъединителей, выкатных тележек и заземляющих разъединителей ячеек РУ напряжением 6 – 35 кВ электродвигательными приводами должно осуществляться при наличии обоснования необходимости обеспечения дистанционного управления их работой.

81. При проектировании ПС с высшим классом напряжения 330 кВ и выше должно предусматриваться применение на них выключателей напряжением 330 кВ и выше, имеющих пофазные приводы.

82. При проектировании реконструкции или технического перевооружения ПС с заменой Т (АТ), ШР или дугогасящего реактора, выключателей напряжением 35 кВ и выше должна быть предусмотрена замена их устройств РЗА, выполненных на электромеханической и микроэлектронной базе, на микропроцессорные устройства РЗА с одновременной заменой кабелей вторичной коммутации.

В отношении устройств РЗА, находящихся в эксплуатации сверх установленного срока службы, для которых неоднократно оформлялось продление срока эксплуатации и дальнейшая эксплуатация которых не может быть обеспечена исходя из технического состояния таких устройств, определенного в соответствии с Правилами технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13 июля 2020 г. № 555<sup>23</sup>, вследствие рисков их неправильной работы, должна предусматриваться их замена до реконструкции или технического перевооружения первичного оборудования ПС.

83. При проектировании строительства ПС при наличии технико-экономического обоснования либо по решению собственника или иного законного владельца проектируемой ПС допускается применение:

цифровых измерительных ТТ и ТН или ТТ и ТН, оснащенных встроенными либо отдельно стоящими шкафами с устройствами преобразователей аналоговых сигналов в цифровые, утвержденных в качестве типа средств измерений;

КА и заземляющих разъединителей, оснащенных встроенными либо отдельно стоящими шкафами преобразователей дискретных сигналов.

---

<sup>23</sup> Зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный № 60538.

84. На ПС должно применяться элегазовое оборудование, не требующее автоматического отключения при снижении давления (плотности) элегаза.

Должно быть предусмотрено выполнение в элегазовом оборудовании двухступенчатой (предупредительной и аварийной) сигнализации снижения давления (плотности) элегаза.

В элегазовых выключателях при срабатывании второй (аварийной) ступени указанной сигнализации должна предусматриваться автоматическая блокировка управления выключателем, запрещающая операции включения и отключения выключателя.

#### **VII. Требования к защите от перенапряжений, заземляющим устройствам и обеспечению электромагнитной совместимости**

85. При проектировании ПС должно предусматриваться осуществление защиты от грозовых перенапряжений в РУ стержневыми и тросовыми молниеотводами от прямых ударов молнии.

86. При проектировании ПС должна быть предусмотрена установка ОПН:

в РУ напряжением 35 кВ и выше, к которым присоединены ВЛ (КВЛ), для защиты от набегающих с ЛЭП импульсных волн перенапряжения;

для защиты от перенапряжений КРУЭ и кабельных линий электропередачи (далее – КЛ), подключенных к КРУЭ;

для защиты Т (АТ) от грозовых перенапряжений.

При подключении к оборудованию напряжением 35 кВ и выше КЛ необходимость установки ОПН для защиты остального оборудования от коммутационных перенапряжений должна быть обоснована расчетом перенапряжений при коммутациях оборудования.

Характеристики ОПН должны соответствовать уровню изоляции защищаемого оборудования и ВЛ (КВЛ). В ячейках РУ ВЛ классом напряжения 330 кВ и выше должно быть установлено оборудование с уровнем изоляции, удовлетворяющим требованиям по защите электрооборудования от возможных грозовых и внутренних перенапряжений в соответствии с разделами 4 – 13 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 55195-2012 «Электрооборудование и

электроустановки переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции»<sup>24</sup>.

Выбор места установки и параметров ОПН должен осуществляться на основании расчетов перенапряжений на шинах ПС.

87. В зависимости от схемы электрической сети, количества ЛЭП, Т (АТ) должна быть ограничена длительность повышений напряжения и внутренних перенапряжений. С целью ограничения опасных для оборудования коммутационных перенапряжений, создающих угрозу безопасной работе оборудования, должны применяться ОПН, выключатели с устройством преднамеренной неодновременной коммутации полюсов или иные технические средства в сочетании их с мероприятиями по ограничению длительных повышений напряжения. Необходимость установки ОПН для защиты оборудования в ячейках ЛЭП классом напряжения 220 кВ и выше для ограничения коммутационных перенапряжений должна быть определена расчетом перенапряжений на шинах ПС исходя из уровней испытательных напряжений защищаемого оборудования.

88. Для РУ напряжением 110 кВ и выше должны быть предусмотрены технические решения, исключающие появление феррорезонансных перенапряжений, возникающих при последовательных включениях электромагнитных ТН и емкостных делителей напряжения выключателей.

89. В отношении РУ напряжением 150 – 500 кВ с электромагнитными ТН и выключателями, контакты которых шунтированы конденсаторами, при проектировании должна быть выполнена проверка на возможность возникновения феррорезонансных перенапряжений при отключениях систем шин, а также предусмотрены меры по предотвращению феррорезонанса при оперативных и автоматических отключениях.

90. Для РУ напряжением 330 кВ и выше должны быть предусмотрены технические решения по ограничению резонансных повышений напряжения на отключенных фазах ЛЭП.

---

<sup>24</sup> Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 26 ноября 2012 г. № 1187-ст (М., Стандартинформ, 2014), с изменением № 1, утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 26 ноября 2020 г. № 1189-ст (ИУС «Национальные стандарты» № 2, 2021).



91. В электрических сетях напряжением 110 кВ и выше выбор технических решений по разземлению нейтрали обмоток 110 – 220 кВ Т, а также выбор действия РЗА должны осуществляться исходя из необходимости исключить выделение участков электрической сети без Т с заземленными нейтралью при различных оперативных и автоматических отключениях.

92. Защита от перенапряжений нейтрали Т с уровнем изоляции ниже, чем у линейных вводов, должна быть осуществлена ОПН.

93. Проектирование заземляющих устройств должно осуществляться на основе величин допустимого напряжения прикосновения или допустимого сопротивления, определяемых по результатам расчетов перенапряжений на шинах ПС, и с соблюдением требований по снижению импульсных помех для обеспечения работы вторичного оборудования.

94. При проектировании ПС должно быть выполнено обследование электромагнитной обстановки и разработан комплекс мероприятий, обеспечивающих электромагнитную совместимость оборудования и устройств ПС, включая систему оперативного постоянного тока (далее – СОПТ) и щит собственных нужд (далее – ЩСН).

95. При проектировании ПС должно предусматриваться:

использование на ПС заземляющих устройств, обеспечивающих электробезопасность людей и защиту электроустановок во всех режимах их работы;

заземление или зануление металлических частей электрооборудования и электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции.

96. Технические решения по организации заземления должны предусматривать:

присоединение к заземлителю каждого элемента электроустановки, подлежащего заземлению, посредством отдельного заземляющего проводника. Последовательное соединение заземляющими проводниками нескольких элементов электроустановки не допускается;

выполнение присоединения заземляющих проводников к заземлителю сваркой, а к корпусам аппаратов, машин и опорам системы и секций шин – сваркой или болтовым соединением;

защиту соединений от коррозии и механических повреждений, а для болтовых соединений – также реализацию мер против ослабления контакта.

97. Для заземления экранов контрольных кабелей в шкафах, панелях, ящиках зажимов должны предусматриваться:

шины заземления, электрически связанные с контуром заземления ПС;

мероприятия, исключающие повреждение изоляции кабелей, ее нарушение и электрический разрыв в местах заземления экранов;

выполнение электрического соединения заземляющего проводника с заземляющей шиной посредством болтового соединения.

98. Должны быть предусмотрены мероприятия по предохранению заземляющих проводников от коррозии, для открыто проложенных заземляющих проводников должна предусматриваться черная окраска.

99. Режим заземления нейтрали обмоток ВН 110 – 220 кВ Т должен выбираться исходя из класса изоляции нейтрали, защиты изоляции электросетевого оборудования, соответствия оборудования токам КЗ, правильного функционирования устройств и комплексов РЗА по условиям чувствительности и селективности. В электрической сети напряжением 35 кВ для выполнения указанных условий допускается применение резистивного заземления нейтрали через устройства без заземления нейтрали обмотки Т.

100. АТ и обмотки напряжением 330 кВ и выше Т должны иметь постоянное заземление нейтрали. Нейтрали обмоток 110 – 220 кВ Т, которые в процессе эксплуатации могут быть изолированы от земли, должны быть защищены ОПН с уровнем ограничения, соответствующим уровню изоляции защищаемой нейтрали.

101. Для снижения однофазных токов КЗ допускается предусматривать заземление нейтрали АТ классом напряжения 220 кВ и выше через токоограничивающие резисторы или реакторы.

102. При проектировании ПС в составе систем электроснабжения объектов промышленного производства, оборудованных электроустановками, которые чувствительны к качеству электрической энергии или функционирование которых может приводить к нарушению качества электрической энергии в точке технологического присоединения таких объектов к электрической сети, должны быть разработаны мероприятия по обеспечению качества электрической энергии для надежной работы указанных электроустановок и компенсации нарушений показателей качества электрической энергии в точке их технологического присоединения к электрической сети, включая применение фильтро-симметрирующих устройств, частотно-регулируемого привода и промышленных агрегатов бесперебойного питания. Состав указанных мероприятий должен быть определен и обоснован по результатам проведения измерений в прилегающей электрической сети в характерных режимах ее работы.

### **VIII. Требования к проектированию собственных нужд ПС**

103. На ПС должны устанавливаться не менее двух трансформаторов собственных нужд (далее – ТСН). При наличии независимого резервного источника питания собственных нужд допускается устанавливать один ТСН.

Положения абзаца первого настоящего пункта не распространяются на проектирование питания собственных нужд РУ тепловых, гидравлических и гидроаккумулирующих электрических станций, требования к источникам питания собственных нужд РУ которых установлены Методическими указаниями по технологическому проектированию ТЭС и Методическими указаниями по технологическому проектированию ГЭС и ГАЭС.

В ЗРУ должны устанавливаться сухие ТСН. На ОРУ должны устанавливаться маслонаполненные ТСН.

104. Для ПС с одним трансформатором, в том числе комплектных ПС, питание второго ТСН должно обеспечиваться от другой ПС, а при отсутствии такой возможности второй ТСН должен быть подключен по схеме подключения первого ТСН.

105. Питание энергопринимающих устройств других потребителей электрической энергии от сети собственных нужд ПС не допускается, за исключением средств связи (в том числе средств связи сторонних организаций, предоставляющих услуги связи), используемых исключительно для обеспечения передачи технологической информации и ведения оперативных переговоров.

106. При проектировании ЩСН ПС должно предусматриваться присоединение ТСН к вводам разных Т (АТ), различным секциям РУ.

107. На стороне НН ТСН должны работать раздельно. В ЩСН должен быть предусмотрен АВР. При проектировании ЩСН должно предусматриваться отдельное присоединение для подключения автономного резервного источника электроснабжения.

108. На ПС с высшим классом напряжения 330 кВ и выше должно быть предусмотрено резервирование питания собственных нужд от третьего (резервного) источника питания.

109. Мощность ТСН должна быть определена исходя из установленной мощности электроприемников, коэффициентов спроса, режимов работы ПС, перегрузочной способности ТСН.

110. На ПС с высшим классом напряжения 110 кВ и выше в случае их работы с одним Т (АТ) должно устанавливаться два ТСН с питанием одного из них от другой ПС с АВР.

111. При подключении одного из ТСН к внешнему независимому источнику питания должна выполняться проверка на предмет отсутствия сдвига фаз.

112. ТСН должны быть присоединены к шинам РУ напряжением 6 – 35 кВ или к обмотке НН Т (АТ) через выключатели. При питании собственных нужд от ТН с увеличенной мощностью вторичной обмотки установка выключателей в их первичной цепи не требуется.

## IX. Требования к проектированию кабельного хозяйства

113. На ОРУ и по территории ПС кабели должны быть проложены наземным или надземным способом, а при наличии технико-экономического обоснования – подземным способом.

114. Технические решения по применению для прокладки кабелей лотков должны обеспечивать возможность проезда машин и механизмов по ОРУ и между фазами оборудования для выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту.

115. При применении лотков не допускается прокладка кабелей под дорогами или проездами для машин в трубах и каналах, расположенных ниже уровня лотков.

116. При проектировании кабельных сооружений должна учитываться возможность дополнительной прокладки кабелей в размере 15 % количества кабелей, предусмотренного проектом.

117. На ПС с высшим классом напряжения 110 кВ и выше должна предусматриваться прокладка кабельных потоков от РУ различных напряжений, Т (АТ), а также от присоединений, подключенных к разным секциям РУ одного напряжения, в отдельных кабельных сооружениях.

118. В отношении силовых кабелей напряжением 6 – 35 кВ, используемых для подключения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, должна предусматриваться их прокладка по территории ПС в каналах, туннелях, эстакадах до внешнего ограждения ПС.

119. Выбор расположения кабельных сооружений и варианта прокладки кабелей должен осуществляться исходя из обеспечения электромагнитной совместимости устройств ПС.

120. На ПС с высшим классом напряжения 110 кВ и выше, на которых установлены два Т (АТ), компоновка кабельного хозяйства должна исключать вероятность выхода из строя двух Т (АТ) при повреждении кабелей вследствие одного технологического нарушения на ПС.

121. При проектировании должны предусматриваться мероприятия по заземлению металлических оболочек и брони кабелей цепей управления, измерения и сигнализации в местах концевой разделки.

122. На ПС должны применяться контрольные кабели с медными жилами. Контрольные кабели должны иметь не менее одной резервной жилы.

123. Должно предусматриваться разделение цепей основных и резервных защит по цепям переменного тока, оперативного тока и выходным цепям путем размещения их в разных кабелях, а также прокладки по разным трассам.

124. При проектировании трассы КЛ по территории ПС должны быть предусмотрены технические решения, исключая развитие аварий при повреждении фазы, включая размещение разноименных фаз кабелей в одной плоскости на расстоянии не менее одного наружного диаметра кабеля.

125. Для кабельного сегмента ЛЭП классом напряжения 110 кВ и выше, проходящего по территории ПС, должны применяться системы селективного выявления аварии на кабельном сегменте для блокирования автоматического повторного включения (далее – АПВ).

#### **Х. Требования к проектированию СОПТ и системы оперативного переменного тока**

126. На ПС с высшим классом напряжения 110 кВ и выше должна применяться СОПТ номинальным напряжением 220 В. Проектирование СОПТ на ПС с высшим классом напряжения 35 кВ должно иметь обоснование в соответствии с пунктом 11 Методических указаний.

127. Проектирование СОПТ должно осуществляться исходя из необходимости обеспечения ею рабочего питания следующих электроприемников:

устройств РЗА;

преобразователей аналоговых сигналов;

преобразователей дискретных сигналов;

устройств управления высоковольтными КА (кроме питания приводов разъединителей, заземляющих ножей и приводов выключателей);

локальной вычислительной сети (далее – ЛВС), обеспечивающей передачу сигналов и команд РЗА;

устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов и команд РЗА;

устройств коммуникации, обеспечивающих передачу сигналов и команд между устройствами РЗА;

устройств уровня процесса и уровня присоединений АСУ ТП;

преобразователей, используемых для питания цепей оперативной блокировки;

устройств сбора информации для АСУ ТП, систем сбора и передачи информации;

приводов автоматических вводных и секционных выключателей ЩСН напряжением 0,4 кВ;

устройств сигнализации.

Допускается предусматривать оснащение указанных электроприемников резервным питанием от СОПТ при наличии обоснования в соответствии с пунктом 11 Методических указаний.

128. При проектировании СОПТ должно предусматриваться обеспечение ею резервного питания:

инверторов резервного питания устройств уровня станции (подстанции) в составе АСУ ТП;

светильников аварийного освещения помещений аккумуляторной батареи (далее – АБ), ОПУ, РЩ, ЗРУ, насосных, коридоров, лестничных маршей и иных помещений, являющихся путями эвакуации персонала ПС.

129. На ПС должна применяться централизованная (общеподстанционная) СОПТ с одной или двумя АБ для питания электроприемников постоянного тока. Децентрализованную СОПТ допускается применять при наличии технико-экономического обоснования, учитывающего затраты за весь срок службы ПС.

130. В случае если объем реконструкции ПС предполагает установку микропроцессорных устройств (комплексов) РЗА, при разработке проектной документации для такой реконструкции ПС допускается в дополнение к существующей СОПТ проектировать СОПТ для питания только реконструируемой

части ПС. После окончания реконструкции все электроприемники постоянного тока должны быть переведены на новую СОПТ.

131. При проектировании СОПТ устройств РЗА и электромагнитов отключения выключателей определение технических решений и характеристик СОПТ должно осуществляться исходя из необходимости обеспечивать в течение 2 часов:

сохранение в работе не менее одного устройства РЗА, обеспечивающего защиту от всех видов КЗ, и одного (при наличии – двух) соленоида отключения выключателя на защищаемом присоединении напряжением 110 кВ и выше при аварийном отключении защитного аппарата, обесточивании секции щита постоянного тока (далее – ЩПТ) или шкафа распределительного оперативного постоянного тока;

селективность и чувствительность защитных устройств СОПТ при КЗ в ее цепях и отстройку от максимальной нагрузки;

сохранение в работе без перезагрузки терминалов РЗА, преобразователей аналоговых сигналов, преобразователей дискретных сигналов, ЛВС, подключенных к неповрежденным присоединениям ЩПТ при повреждениях в СОПТ.

132. Выбор АБ должен осуществляться исходя из необходимости обеспечения при работе АБ в автономном режиме максимальных расчетных толчковых токов после гарантированного двухчасового разряда током нагрузки.

133. На ПС с высшим классом напряжения 330 кВ и выше должны применяться две АБ. Каждая из двух АБ, устанавливаемых на ПС, должна выбираться на основании суммарной нагрузки всех электроприемников, подключенных к обеим АБ.

134. Выбор зарядных устройств (далее – ЗУ) должен осуществляться исходя из технических характеристик АБ для обеспечения надежной работы СОПТ, а также необходимости обеспечивать:

заряд АБ в трехступенчатом автоматическом режиме (1 ступень – ограничение начального тока заряда, 2 ступень – ограничение напряжения заряда, 3 ступень – стабилизация напряжения с условием термокомпенсации напряжения подзаряда);



качество напряжения (уровень, пульсации, стабильность и термокомпенсация) в режиме поддерживающего заряда в соответствии с документацией организаций-изготовителей АБ;

качество напряжения в режимах поддерживающего и уравнивающего заряда в соответствии с документацией организаций-изготовителей электроприемников постоянного тока;

питание подключенных электроприемников, которые допускают питание от ЗПУ без подключенной АБ;

автоматический полный заряд АБ при наличии ограничений, определенных техническими условиями на АБ.

135. Для каждой АБ должны применяться по два стационарных ЗУ. При наличии обоснования в соответствии с пунктом 11 Методических указаний допускается уменьшение количества стационарных ЗУ.

136. Должно предусматриваться наличие в СОПТ не менее чем двухуровневой системы защиты.

137. При проектировании в СОПТ должна быть предусмотрена регистрация аварийных событий и процессов.

138. Для каждой АБ должен предусматриваться отдельный ЩПТ. Каждый ЩПТ должен иметь защитные устройства, секции для выполнения регламентных работ в СОПТ без отключения АБ. Компоновка ЩПТ должна выбираться исходя из обеспечения возможности эксплуатации и технического обслуживания АБ, вводов рабочего (от АБ) и резервного (от второго ЩПТ) питания ЩПТ без потери питания электроприемников СОПТ.

139. При проектировании СОПТ должно быть предусмотрено наличие на каждом ЩПТ:

устройств для отображения напряжения на секциях, токов нагрузки и заряда АБ, сопротивления изоляции полюсов СОПТ;

устройств контроля симметрии напряжения групп аккумуляторов в составе АБ;

устройств местной индикации состояния плавких предохранителей и исправности ЗУ;

систем контроля изоляции и поиска мест повреждения изоляции полюсов сети относительно земли.

При наличии технико-экономического обоснования должны предусматриваться технические решения по контролю изоляции полюсов на основе Т-образного моста резисторов.

140. Должно быть предусмотрено оснащение ЩПТ ПС устройствами сигнализации и контроля для передачи оперативному персоналу (далее – ОП) информации о состоянии оборудования и работе ЩПТ.

141. При проектировании реконструкции ПС должно предусматриваться питание электромагнитной блокировки разъединителей с гальванической развязкой от СОПТ через преобразователи постоянного тока.

142. Цепи питания устройств РЗА не допускается объединять с цепями питания оперативной блокировки.

143. Для сигналов, вводимых в АСУ ТП от оборудования РУ ПС, питание должно быть организовано от резервированных источников постоянного тока напряжением 220 В, не имеющих собственных батарей, гальванически развязанных от СОПТ, имеющих контроль изоляции и наличия напряжения на стороне цепей сигнализации и сохраняющих свою работоспособность в течение времени работы СОПТ в случае потери питания ЩСН.

144. Для комплектов основных и резервных защит или взаиморезервируемых комплектов устройств РЗА должно предусматриваться электропитание от разных АБ или от разных секций ЩПТ через разные шкафы распределения оперативного тока.

145. При определении схемных решений по организации системы оперативного переменного тока должны предусматриваться:

электропитание от двух различных источников, включая независимый источник внешнего электроснабжения;

шины обеспеченного электропитания, имеющие индивидуальную схему АВР и подключаемые через отдельные автоматические выключатели к вводам стороны НН ТСН до вводного автоматического выключателя;

электропитание оперативных цепей через разделительные Т с выполнением автоматического контроля изоляции;

обеспечение чувствительности и селективности аппаратов защиты;

сохранение номинальных параметров оперативного тока устройств РЗА на время, достаточное для выполнения КА цикла управления «отключение – включение – отключение» при потере или снижении напряжения собственных нужд ПС более чем на 20 % от номинального напряжения.

### **XI. Требования к проектированию управления, автоматики и сигнализации на ПС**

146. При проектировании ПС должно быть предусмотрено осуществление управления (в том числе дистанционного управления) оборудованием и устройствами ПС, оснащенными электроприводами, для выключателей, разъединителей, заземляющих разъединителей, выкатных тележек ячеек КРУ, вводных и секционных выключателей ЩСН, приводов РПН следующим образом:

по месту установки оборудования с обеспечением мер безопасности для персонала;

с терминалов управления присоединений;

дистанционно с АРМ ОП ПС, ЦУС и диспетчерского персонала ДЦ в соответствии с главой XIV Методических указаний.

Техническими решениями должны быть предусмотрены возможность передачи функций управления между ОП ПС, ЦУС и ДЦ, а также блокировка, исключающая возможность одновременного управления из разных источников.

147. При проектировании ПС должны быть предусмотрены технические решения по обеспечению технической возможности дистанционного управления оборудованием и устройствами ПС, в том числе:

средствами АСУ ТП ПС должно обеспечиваться дистанционное управление КА, заземляющими разъединителями, приводами РПН Т (АТ), СКРМ и устройствами (функциями) РЗА;

должны быть предусмотрены технические решения по организации информационного обмена для осуществления дистанционного управления;

на ПС должны применяться оборудование и устройства РЗА, функционально и технически обеспечивающие возможность дистанционного управления.

148. Действие устанавливаемых на ПС устройств РЗА на отключение и включение выключателя не должно зависеть от вида управления в АСУ ТП (местное или дистанционное).

149. Места установки и степень защиты устройств технологической автоматики выключателей, разъединителей, Т (АТ), поставляемых совместно с оборудованием, должны определяться климатическими условиями эксплуатации.

150. При наличии АСУ ТП должны предусматриваться следующие виды сигнализации:

обобщенная звуковая предупредительная и аварийная сигнализация, воздействие на которую осуществляет АСУ ТП;

сигнализация в составе АРМ ОП (мигание элементов, выделение цветом на мнемосхеме, световая сигнализация положения КА, заземляющего разъединителя с дистанционным управлением, появление аварийных и предупредительных сигналов в журналах тревог);

индивидуальная визуальная сигнализация в составе шкафов и терминалов релейной защиты (далее – РЗ) и шкафов управления КА, заземляющего разъединителя в РУ (КРУ);

центральная звуковая и обобщенная световая сигнализация при выводе из работы или неисправности АРМ ОП.

151. При отсутствии АСУ ТП должны предусматриваться следующие виды сигнализации:

обобщенная (центральная) световая и звуковая предупредительная и аварийная сигнализация;

индивидуальная визуальная сигнализация в составе шкафов и терминалов РЗ и шкафов управления КА, заземляющего разъединителя в РУ (КРУ);

индивидуальная визуальная сигнализация положения выключателей на панели управления главного щита управления.

152. При проектировании ПС должна быть предусмотрена селективная сигнализация замыкания на землю отходящих присоединений напряжением 6 – 20 кВ.

153. При отсутствии ОПУ должны предусматриваться установка устройства центральной сигнализации в РУ напряжением 6 – 20 кВ и вывод сигналов предупредительной и аварийной сигнализации на рабочее место ОП ПС.

## **XII. Требования к проектированию оперативной блокировки от неправильных действий при переключениях в электроустановках**

154. При проектировании ПС должно предусматриваться оснащение КА и заземляющих разъединителей РУ оперативной блокировкой от неправильных действий при переключениях в электрических установках (далее – оперативная блокировка).

155. При проектировании оперативной блокировки должна предусматриваться программная (логическая) блокировка в устройствах РЗА, контроллерах присоединений или контроллерах оперативной блокировки, имеющих цепи взаимодействия с приводами КА, подлежащих управлению и (или) блокированию.

156. При проектировании оперативной блокировки разъединителей с выключателями должно предусматриваться предотвращение его:

включения и отключения разъединителями активной и реактивной мощности, за исключением включения и отключения намагничивающего тока Т и зарядного тока ЛЭП, шин и ошинок;

включения и отключения разъединителями больших уравнивающих токов или включения на несинхронное напряжение.

157. При проектировании оперативной блокировки заземляющих разъединителей должно предусматриваться предотвращение его:

включения заземляющих ножей на шины и участки присоединений, находящиеся под напряжением;

включения разъединителей на участки шин и присоединений, заземленные включенными заземляющими разъединителями;

подачи напряжения выключателем на заземленный участок шин.

158. Схемы оперативной блокировки должны быть выполнены с соблюдением следующих условий:

разъединители напряжением 35 кВ и выше должны иметь механическую и электромагнитную блокировку с заземляющими разъединителями при комплектном исполнении;

на заземляющих разъединителях линейных разъединителей со стороны ЛЭП допускается иметь механическую блокировку с приводом разъединителя.

159. При проектировании оперативной блокировки разъединителей с пофазным приводом должно предусматриваться исключение ею возможности включения разъединителя одной фазы при включенном заземляющем разъединителе на другой фазе.

160. Должно предусматриваться питание цепей оперативной блокировки от системы гарантированного питания ПС с гальванической развязкой цепей блокировки разъединителей от СОПТ и временем автономной работы не менее 2 часов.

Цепи оперативной блокировки разъединителей должны предусматриваться контроль питания и сигнализация снижения изоляции полюсов относительно земли.

Исполнение электромагнитной, программной (логической) оперативной блокировки должно обеспечивать блокирование возможности управления КА при отсутствии электропитания.

161. В приводе разъединителя должна быть предусмотрена возможность разблокирования замка электромагнитной блокировки при помощи специального ключа.

Деблокирование логической блокировки должно выполняться в контроллерах присоединений или контроллерах оперативной блокировки.

162. При проектировании должна предусматриваться установка на ПС устройств оперативной блокировки с функцией самодиагностики, включающей контроль исправности цепей положения КА и заземляющих разъединителей. Сигнализация о неисправности устройства, реализующего функцию оперативной

блокировки, должна выводиться в АРМ ОП, контроллер присоединения или устройства РЗА с запуском предупредительной световой и звуковой сигнализации.

### ХIII. Требования к проектированию РЗА на ПС

163. Оснащение проектируемой ПС устройствами и комплексами РЗА должно осуществляться в соответствии с требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 101<sup>25</sup> (далее – Требования к оснащению устройствами РЗА).

164. Устройства и комплексы РЗА, устанавливаемые на ПС, должны соответствовать Требованиям к оснащению устройствами РЗА, а также требованиям к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденным приказом Минэнерго России от 10 июля 2020 г. № 546<sup>26</sup> (далее – Требования к РЗА различных видов и ее функционированию).

165. При организации каналов связи для обеспечения функционирования устройств и комплексов РЗА, устанавливаемых на ПС, должны соблюдаться требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 97<sup>27</sup>.

166. Для реализации дистанционного управления устройствами РЗА, установленными на ПС, из ДЦ и ЦУС при проектировании ПС должны быть предусмотрены технические решения, решения по информационному обмену, а также применяться устройства РЗА, функционально и технически обеспечивающие техническую возможность дистанционного управления устройствами (функциями) РЗА ПС.

---

<sup>25</sup> Зарегистрирован Минюстом России 25 апреля 2019 г., регистрационный № 54503, с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 10 июля 2020 г. № 546 (зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный № 60537), от 1 декабря 2023 г. № 1104 (зарегистрирован Минюстом России 16 января 2024 г., регистрационный № 76866).

<sup>26</sup> Зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный № 60537.

<sup>27</sup> Зарегистрирован Минюстом России 8 мая 2019 г., регистрационный № 54595, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 14 февраля 2024 г. № 92 (зарегистрирован Минюстом России 3 июня 2024 г., регистрационный № 78451).

Объем управления функциями устройств РЗА с использованием средств дистанционного управления должен определяться заданием на проектирование.

При реализации дистанционного управления функциями устройств РЗА из ДЦ должны выполняться требования 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»<sup>28</sup> (далее – ГОСТ Р 59948-2021) и приложений А и Б к ГОСТ Р 59948-2021.

167. При проектировании ПС должно предусматриваться оснащение ПС устройствами РЗА, имеющими интерфейсы и поддерживающими протоколы связи для обмена информацией, а также соответствующими требованиям электромагнитной совместимости и требованиям надежности работы таких устройств, предъявляемых субъектом электроэнергетики, по заданию которого осуществляется проектирование ПС.

168. При проектировании РЗА должны применяться следующие унифицированные типовые решения, утвержденные субъектом электроэнергетики, по заданию которого проектируется ПС (далее – унифицированные типовые решения):

типовые шкафы РЗА и АСУ ТП, содержащие требования к конструкции, функциональному оснащению, входным и выходным параметрам, переключающим устройствам, светодиодной индикации, эргономике и информационным потокам;

типовые релейные отсеки ячеек КРУ напряжением 6 – 35 кВ.

169. При проектировании реконструкции ПС шкафы РЗ индивидуальной конструкции должны применяться при наличии технико-экономического обоснования, подтверждающего нецелесообразность применения унифицированных типовых решений. Технические решения по эргономике и информационным потокам должны соответствовать унифицированным типовым решениям.

---

<sup>28</sup> Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 27 декабря 2021 г. № 1863-ст (М., Стандартинформ, 2022).



170. При проектировании РЗА должно осуществляться описание схем и устройств (комплексов) РЗА.

171. При проектировании ПС выбор параметров ЛВС (в том числе выбор топологии информационной сети, пропускной способности и способов управления информационными потоками данных, методов обеспечения информационной безопасности, параметров надежности и быстродействия ЛВС) должен осуществляться исходя из необходимости соблюдения требований к функционированию устройств РЗА и обеспечения работы устройств РЗА в соответствии с Требованиями к оснащению устройствами РЗА и Требованиями к РЗА различных видов и ее функционированию.

172. При проектировании РЗА определение и выбор технических решений должны осуществляться исходя из возможности нахождения в неработоспособном состоянии только одного компонента в составе комплекса РЗА. При рассмотрении аварийных режимов и работы комплексов РЗА при КЗ должна учитываться возможность вывода (отказа) одного устройства на присоединении или канала связи.

Три устройства РЗА должны устанавливаться в случаях, определенных пунктом 150 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

173. Технические решения должны обеспечивать автономное и не зависящее от состояния АСУ ТП ПС функционирование устройств РЗА.

174. На ПС должны устанавливаться устройства РЗА, соответствующие требованиям раздела 7 ГОСТ Р 59948-2021.

При проектировании ПС должна быть предусмотрена возможность осуществления следующих видов управления микропроцессорными устройствами (комплексами) РЗА:

дистанционное, с помощью средств АСУ ТП (при наличии АСУ ТП или если техническими решениями, разработанными в соответствии с пунктом 194 Методических указаний, предусмотрено оснащение ПС АСУ ТП);

местное, с помощью переключающих устройств, устанавливаемых в шкафах РЗА, при этом местное управление является резервным.

При проектировании устройств (комплексов) РЗА должны предусматриваться:

фиксация положения переключающих устройств в АСУ ТП;  
осуществление записи аварийных событий в редактируемом формате;  
фиксация фактов изменения параметров настройки микропроцессорных устройств (комплексов) РЗА в журналах событий.

175. Выбор схем подключения вторичных цепей к дискретным входам и выходам микропроцессорных устройств (комплексов) РЗА должен осуществляться исходя из обеспечения работы устройств контроля изоляции СОПТ при замыканиях на землю в СОПТ.

176. Для замены выключателей присоединений напряжением 110 кВ и выше на обходной выключатель должны быть предусмотрены технические решения, обеспечивающие:

возможность перевода цепей переменного тока и напряжения, оперативных цепей устройств противоаварийной автоматики и основных защит ЛЭП, Т (АТ), дифференциальной защиты шин;

осуществление указанного в абзаце втором настоящего пункта перевода посредством специально предусмотренных переключающих устройств, установленных на панелях (в шкафах) устройств РЗА.

Замена выключателей напряжением 110 кВ и выше обходным выключателем допускается, если это не приводит к уменьшению функциональности устройств (комплексов) РЗА, проектируемых на объектах электроэнергетики или функционирующих в составе энергосистемы.

177. При проектировании ПС выбор предохранителей и автоматических выключателей, устанавливаемых в цепях питания устройств РЗА оперативным током, должен осуществляться исходя из обеспечения:

селективности всех уровней защиты во всем диапазоне токов КЗ;

времени отключения КЗ, обеспечивающего нормальную работу устройств РЗА без перезагрузки по причине снижения напряжения на неповрежденных присоединениях СОПТ;

отключения КЗ за время, допустимое исходя из термической стойкости соединительных проводов и кабелей;

чувствительности к дуговым КЗ в основной зоне и в зоне резервирования; резервирования защиты более низкого уровня защитой более высокого уровня.

178. При отключении выключателя БСК для предотвращения подключения заряженной батареи к сети должна быть предусмотрена блокировка его повторного включения на время, указанное в инструкциях по эксплуатации БСК, утвержденных субъектом электроэнергетики, по заданию которого проектируется ПС.

179. В РУ ПС должно предусматриваться АПВ сборных шин и ЛЭП, за исключением КЛ.

АПВ КВЛ, отходящих от проектируемой ПС, должно предусматриваться в случаях, указанных в пункте 19 Методических указаний по технологическому проектированию линий электропередачи классом напряжения 35 – 750 кВ, утвержденных приказом Минэнерго России от 31 августа 2022 г. № 884<sup>29</sup>.

180. При проектировании должно предусматриваться выполнение пуска устройства АПВ при несоответствии между ранее поданной оперативной командой и отключенным положением выключателя. Допускается предусматривать пуск устройства АПВ при отключении выключателя (выключателей) действием защит.

181. При установке на присоединении нескольких терминалов с функциями РЗ и сетевой автоматики допускается предусматривать использование функции АПВ только в одном из них.

182. Технические решения, выбираемые при проектировании, должны обеспечивать сохранение возможности оперативного управления выключателем и возможность его отключения от оставшихся в работе устройств РЗА при неисправности или выводе в ремонт любого из терминалов РЗ и сетевой автоматики.

183. На ЛЭП, по которым возможна синхронизация несинхронно работающих частей энергосистемы, должна предусматриваться установка устройств, в составе которых предусмотрена функция трехфазного АПВ (далее – ТАПВ) с улавливанием синхронизма с возможностью использования для полуавтоматического включения ЛЭП в транзит с улавливанием синхронизма.

---

<sup>29</sup> Зарегистрирован Минюстом России 12 декабря 2022 г., регистрационный № 71451.

184. На каждой стороне ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше должно предусматриваться АПВ (однофазное АПВ (далее – ОАПВ), ТАПВ и ускоренное ТАПВ) с возможностью полуавтоматического включения ЛЭП в транзит.

ОАПВ на ЛЭП классом напряжения 220 кВ должно выполняться, если его необходимость обоснована по результатам расчетов электроэнергетических режимов.

При проектировании функций АПВ ЛЭП и сборных шин должны быть предусмотрены:

однократность действия устройства АПВ;

действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя ЛЭП и устройства АПВ и с установленной выдержкой времени;

запрет действия устройства АПВ при отключении выключателя от ключа управления или дистанционно с АРМ ОП на ПС, из ЦУС, ДЦ;

возможность запрета ТАПВ от устройства резервирования отказа выключателя (далее – УРОВ), устройств защиты от неполнофазного режима;

возможность запрета ТАПВ при неуспешном автоматическом включении одной фазы (неуспешное ОАПВ) ЛЭП;

возможность реализации ТАПВ выключателя с увеличенной выдержкой времени после неуспешного ОАПВ ЛЭП;

взаимный запрет ТАПВ выключателей при неуспешном ТАПВ выключателя, включаемого первым, при двух выключателях на ЛЭП;

отсутствие запрета ТАПВ в цикле ОАПВ при возникновении КЗ на оставшейся в работе фазе ЛЭП;

оперативный ввод (вывод) ОАПВ, ТАПВ, изменение алгоритма контроля ТАПВ посредством местного и дистанционного управления;

разные выдержки времени ТАПВ для ЛЭП и шин при использовании автоматического опробования систем шин;

перевод действия ОАПВ ЛЭП на отключение трех фаз при отсутствии готовности любой из фаз выключателя к циклу ОАПВ.

Применение на ЛЭП классом напряжения 110 кВ и выше контроля погасания дуги на отключенной фазе (фазах), контроля успешности включения фазы (фаз) должно иметь технико-экономическое обоснование.

185. При проектировании ПС должны быть предусмотрены следующие виды контроля условий срабатывания ТАПВ:

с контролем отсутствия напряжения на ЛЭП (шинах) и наличия напряжения на шинах, Т (АТ);

с контролем отсутствия напряжения на шинах и наличия напряжения на ЛЭП, Т (АТ);

с контролем наличия синхронизма и контролем наличия напряжения на ЛЭП, шинах, Т (АТ);

с улавливанием синхронизма и контролем наличия напряжения на ЛЭП, шинах, Т (АТ).

186. При установке на ЛЭП, Т (АТ) ТН во всех фазах в качестве условия срабатывания ТАПВ должен предусматриваться контроль симметричного напряжения.

187. На ЛЭП классом напряжения 110 – 220 кВ должна быть предусмотрена возможность реализации АПВ без контроля напряжения и синхронизма.

188. ТАПВ на ЛЭП с двухсторонним питанием должно выполняться с однократным действием, а на ЛЭП с односторонним питанием – с двукратным действием.

189. На выключателях напряжением 6 – 35 кВ присоединений, отказ которых не резервируется защитами других присоединений, должно быть предусмотрено УРОВ с пуском от защит присоединений.

190. При проектировании ПС должно предусматриваться оснащение КРУ напряжением 6 – 35 кВ быстродействующими защитами от дуговых КЗ внутри шкафов КРУ.

191. При проектировании ПС должно предусматриваться оснащение ПС устройствами РЗА обходного выключателя с возможностью изменения групп уставок. Количество групп уставок должно быть определено в проектной

документации и удовлетворять требованию применения для имеющихся в РУ выключателей.

192. На шиносоединительных и секционных выключателях должно предусматриваться однократное АПВ. Контроль наличия симметричного напряжения на шинах и контроль синхронизма в схеме АПВ должны быть обоснованы результатами расчетов электроэнергетических режимов.

193. Выбор мест размещения шкафов наружной установки и распределения цепей вторичной коммутации между ними должен осуществляться исходя из обеспечения возможности их безопасной эксплуатации и технического обслуживания без отключения смежных присоединений (оборудования), в том числе посредством установки временных ограждений. Не допускается предусматривать на сборках (рядах) зажимов нахождение зажимов, случайное соединение которых может вызвать включение или отключение присоединения (оборудования) либо КЗ в цепях оперативного тока.

#### **XIV. Требования к проектированию автоматизированного управления ПС**

194. При проектировании ПС должно быть предусмотрено оснащение ПС АСУ ТП, обеспечивающей решение задач эксплуатации ПС и оперативно-технологического управления и позволяющей с заданной дискретностью осуществлять мониторинг и управление состоянием основного и вспомогательного оборудования ПС и (или) его основными параметрами работы.

195. Проектирование средств и систем автоматизированного управления ПС должно осуществляться на основе основных технических решений, принимаемых при проектировании на ПС первичного контролируемого и управляемого оборудования (Т (АТ), СКРМ, КА, заземляющих разъединителей), устройств РЗА, средств и систем автоматизации. При проектировании указанных средств и систем должны соблюдаться требования к информационно-технологической инфраструктуре, установленные нормативными правовыми актами Минэнерго России, утверждаемыми в соответствии с постановлением № 244.

196. При проектировании должно предусматриваться применение на ПС средств автоматизации ПС (включая системы автоматического управления), обеспечивающих поддержание заданных параметров режима без участия персонала с контролем и выдачей на верхний уровень системы управления ПС информации об отклонениях от заданных параметров работы или нарушениях режима. Объемы передаваемой информации, а также команд управления должны определяться исходя из обеспечения управления ПС в нормальных и послеаварийных режимах и выполнения требований Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей.

197. Для организации системы управления ПС при проектировании должны предусматриваться технические решения, обеспечивающие выполнение средствами и системами автоматизированного управления ПС следующих функций:

измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах работы и эксплуатационном состоянии оборудования и устройств;

контроль текущих значений параметров режима электрической сети, контроль и регистрация отклонения параметров за предупредительные и аварийные пределы;

представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС (контроль и визуализация состояния оборудования ПС);

технологическая предупредительная и аварийная сигнализация: контроль и регистрация предупредительных и аварийных сигналов, вывод их на АРМ ОП, фильтрация, обработка;

дистанционное управление оборудованием и устройствами (функциями) РЗА ПС с АРМ ОП ПС и ЦУС (для оборудования и устройств РЗА ПС, не относящихся к объектам диспетчеризации, объем такого дистанционного управления определяется собственником или иным законным владельцем ПС самостоятельно при проектировании ПС);

дистанционное управление оборудованием и устройствами (функциями) РЗА ПС из ДЦ в соответствии с разделами 3 – 6 ГОСТ Р 59948-2021 и приложениями А и Б к ГОСТ Р 59948-2021;

программные (логические) и (или) аппаратные блокировки;

регистрация событий собственными средствами или посредством информационного обмена с автономными устройствами регистрации аварийных событий (микропроцессорными устройствами РЗА с функцией регистрации аварийных событий) с соблюдением требований приложений А, В – Е к национальному стандарту Российской Федерации ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования»<sup>30</sup>, разделов 4 и 5 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»<sup>31</sup>;

фиксация результатов определения места повреждения на ВЛ путем получения, архивирования и представления данных от устройств РЗА;

мониторинг работы первичного оборудования, учет ресурса коммутационного оборудования;

информационное взаимодействие с имеющимися на ПС автономными цифровыми системами по стандартным протоколам;

регистрация действий персонала;

обмен технологической информацией с ЦУС и ДЦ.

198. При проектировании ПС должно предусматриваться осуществление дистанционного управления оборудованием и устройствами ПС:

<sup>30</sup> Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 15 октября 2019 г. № 995-ст (М., Стандартинформ, 2019), с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 23 декабря 2021 г. № 1839-ст (ИУС «Национальные стандарты», № 3, 2022).

<sup>31</sup> Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 3 июня 2021 г. № 504-ст (М., Стандартинформ, 2021).



с АРМ ОП ПС посредством АСУ ТП;

с АРМ ОП ЦУС через программно-технический комплекс (далее – ПТК) автоматизированной системы технологического управления (далее – АСТУ) ЦУС;

с АРМ диспетчерского персонала ДЦ (в отношении оборудования и устройств, определенных ДЦ для целей дистанционного управления) через ПТК автоматизированной системы диспетчерского управления (далее – АСДУ) ДЦ.

199. Для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами ПС при проектировании АСУ ТП должны быть предусмотрены:

алгоритмы приема команд дистанционного управления оборудованием и устройствами ПС;

распределение функций и прав дистанционного управления между ДЦ, ЦУС и ОП ПС с учетом положения ключа дистанционного управления и ключа выбора режима управления присоединением (ключ дистанционного управления должен быть реализован программными средствами);

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

технические решения, обеспечивающие выполнение требований к организации информационного обмена между АСУ ТП, ПТК АСТУ ЦУС и ПТК АСДУ ДЦ и обеспечению информационной безопасности.

Проектирование функций дистанционного управления оборудованием и устройствами ПС в АСУ ТП должно осуществляться с соблюдением требований, установленных разделом 6 ГОСТ Р 59948-2021, разделами 1 – 8 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 «Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики»<sup>32</sup> (далее – ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006), разделами 1 – 9 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 «Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием

<sup>32</sup> Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 28 марта 2006 г. № 46-ст (М., Стандартинформ, 2006).

стандартных транспортных профилей»<sup>33</sup> (далее – ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004), разделами 1 – 9 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009 «Сети и системы связи на подстанциях. Часть 6. Язык описания конфигурации для связи между интеллектуальными электронными устройствами на электрических подстанциях»<sup>34</sup> (далее – ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009), приложениями А, В к ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009, и разделами 1 – 15 национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р МЭК 61850-7-1-2009 «Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 1. Принципы и модели»<sup>35</sup> (далее – ГОСТ Р МЭК 61850-7-1-2009).

200. При выполнении средствами АСУ ТП функций автоматического управления оборудованием и устройствами ПС с использованием автоматизированных программ (бланков) переключений, должна предусматриваться возможность перехода от режима автоматического управления в режим автоматизированного управления по инициативе ОП ПС (ЦУС) или диспетчерского персонала ДЦ или при диагностике неисправности – автоматически.

201. При местном и дистанционном управлении оборудованием ПС должна быть предусмотрена программная или аппаратная блокировка, исключающая одновременное управление из разных источников, а также реализована логика технологических блокировок от некорректного положения разъединителей, неполнофазного режима и от несинхронного включения.

202. Технические решения по организации передачи информации в ДЦ, включая объем и состав информации, передаваемой с ПС в ДЦ с целью обеспечения возможности выполнения функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, протоколы, методы, режимы передачи данных, схемы резервирования, замещения данных, должны определяться с соблюдением пунктов

<sup>33</sup> Утвержден и введен в действие постановлением Госстандарта России от 9 марта 2004 г. № 89-ст (М., ИПК Издательство стандартов, 2004).

<sup>34</sup> Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 15 декабря 2009 г. № 850-ст (М., Стандартинформ, 2011).

<sup>35</sup> Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 15 декабря 2009 г. № 847-ст (М., Стандартинформ, 2011).

50, 51 и 53 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

203. Технические решения по передаче информации в ЦУС, включая объем и состав информации, передаваемой с ПС в ЦУС, должны определяться исходя из обеспечения выполнения ЦУС функций оперативно-технологического управления.

204. При проектировании строительства и (или) реконструкции ПС, оснащаемых АСУ ТП, в состав технических и технологических решений должно осуществляться описание спецификации ПС и конфигурации ПС в соответствии с требованиями, установленными разделами 1 – 9 ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009, приложениями А, В к ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009, разделами 1 – 15 ГОСТ Р МЭК 61850-7-1-2009.

205. При проектировании автоматизированного управления ПС должны быть определены параметры используемых коммуникационных сервисов.

206. Технические решения по организации обмена данными между компонентами АСУ ТП, АСУ ТП и смежными системами, в том числе устройствами (комплексами) РЗА, а также протокол передачи телеметрической информации при обмене технологической информацией с ЦУС и ДЦ должны соответствовать требованиям, установленным разделами 1 – 8 ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006, разделами 1 – 9 ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004, разделами 1 – 9 ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009, приложениями А, В к ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009 и разделами 1 – 15 ГОСТ Р МЭК 61850-7-1-2009.

207. При проектировании АСУ ТП должно предусматриваться выполнение ею функции самодиагностики, включая контроль исправности технических средств.

208. Технические решения по электропитанию устройств АСУ ТП должны обеспечивать ее функционирование при пропадании питания ЩСН в течение времени работы СОПТ ПС.

В отношении модулей (блоков) электропитания устройств уровня процесса и присоединения АСУ ТП должно предусматриваться их резервирование и подключение к двум секциям ЩПТ с использованием гальванической развязки.

Питание устройств АСУ ТП уровня ПС, включая стационарные АРМ, должно быть организовано от двух секций ЩСН переменного тока 380 (220) В и от двух секций ЩПТ постоянного тока 220 В через инверторы постоянного тока.

#### **XV. Требования к проектированию систем связи на ПС**

209. При проектировании ПС должно быть предусмотрено оснащение ПС системами связи (средствами и линиями связи) для обеспечения информационного обмена с целью организации оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, оперативно-технологического, производственного и административно-хозяйственного управления.

Технические решения по организации обмена технологической информацией для задач оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике между ПС, оборудование и устройства которых отнесены к объектам диспетчеризации, и ДЦ должны определяться с соблюдением требований Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей.

210. Для организации каналов связи между ПС с высшим проектным классом напряжения 110 кВ и более и ДЦ, ЦУС должны использоваться наземные каналы связи в технологических сетях связи, организованные по волоконно-оптическим линиям связи, кабельным линиям связи, цифровым радиорелейным линиям связи, каналы высокочастотной связи по ЛЭП с цифровой обработкой сигналов и по арендованным каналам связи в сетях операторов связи.

Между ПС с высшим проектным классом напряжения 35 кВ и ЦУС должна быть предусмотрена организация не менее одного канала связи с использованием любой открытой технологии электросвязи с обеспечением коэффициента готовности не ниже 0,98 для периода эксплуатации, равного одному календарному году.

211. Ресурсы спутниковых систем связи на базе использования геостационарных космических аппаратов, цифровых транкинговых систем, технологий беспроводного широкополосного доступа допускается использовать для организации одного из двух независимых каналов при условии выполнения

требований, предъявляемых к организации телефонной связи для оперативных переговоров (далее – ТСОП) и к передаче технологической информации с ПС в ДЦ и ЦУС в соответствии с требованиями пунктов 50 – 54 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

212. Для ПС с высшим проектным классом напряжения 110 кВ и более организация ТСОП и передача технологической информации по сетям сотовой связи или информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» не допускается.

213. При проектировании ПС с высшим проектным классом напряжения 110 кВ и более должны быть предусмотрены полnodоступные резервируемые каналы ТСОП с возможностью занятия без ручного набора номера основного и резервного телефонного канала между ПС и ЦУС, между ПС и ДЦ. Указанные каналы связи не должны коммутироваться на промежуточных автоматических телефонных станциях. Организация постоянного транзитного соединения указанных каналов допускается в промежуточных пунктах.

214. Для исключения полной потери каналов ТСОП при проектировании систем связи на ПС должна быть предусмотрена дополнительная возможность установления связи путем набора номера в ЦУС, ДЦ и (или) на ПС через взаимосвязанные технологические телефонные сети или телефонную сеть общего пользования.

215. Независимо от способа организации ТСОП при проектировании систем связи на ПС должна быть предусмотрена автоматическая регистрация (запись) переговоров оперативного персонала ПС с сохранением указанных записей в соответствии с требованиями пункта 54 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

216. Технические решения по организации каналов ТСОП и передачи технологической информации должны выбираться исходя из обеспечения информационной безопасности.

## **XVI. Требования к проектированию освещения ПС и техническим решениям, обеспечивающим надежную и безопасную эксплуатацию ПС**

217. При проектировании освещения (рабочего, аварийного и охранного) территории ПС должен выполняться расчет освещенности.

Выбор типа и мощности светильников должен проводиться исходя из результатов расчета освещенности.

218. При проектировании освещения ПС должны предусматриваться:

осуществление питания осветительных установок от распределительных ЩСН ПС без нарушения категории надежности электроснабжения;

автоматическое, местное и дистанционное (из ОПУ) управление наружным освещением;

осуществление питания сетей внутреннего, наружного, а также охранного освещения ПС по отдельным ЛЭП;

осуществление питания каждой мачты освещения или группы прожекторов, установленных на крыше здания, по собственной ЛЭП от отдельного автоматического выключателя.

219. На ПС должно предусматриваться аварийное освещение. При проектировании аварийного освещения должны предусматриваться:

применение на ПС светильников аварийного освещения, отличающихся от светильников рабочего освещения знаками и (или) окраской;

осуществление питания рабочего и аварийного освещения в нормальном режиме от разных независимых источников питания;

автоматическое переключение аварийного освещения на независимый источник питания при отключении источников питания на ПС;

применение в помещениях щитов управления ПС светильников аварийного освещения, обеспечивающих на фасадах панелей основного щита освещенность не менее 30 люкс.

220. При проектировании аварийного освещения не допускается:

присоединение к сети аварийного освещения других нагрузок, не относящихся к аварийному освещению;

применение в сети аварийного освещения штепсельных розеток.

221. Сеть охранного освещения ПС должна выполняться отдельно от сети рабочего освещения. При проектировании сети охранного освещения ПС должна предусматриваться возможность включения охранного освещения вручную или автоматически при срабатывании периметральной охранной сигнализации.

222. При проектировании ремонтного освещения должно предусматриваться электропитание сети указанного освещения от установленного понижающего Т с выполнением стационарной сети напряжением не выше 50 В переменного тока и 120 В постоянного тока, а в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных помещениях и наружных установках – не выше 12 В переменного тока и 30 В постоянного тока.

223. При проектировании освещения должно быть предусмотрено применение на ПС:

оборудования с вилками на напряжение до 50 В переменного тока, не подходящими по своим параметрам к розеткам на напряжение 220 В переменного тока;

розеток, имеющих надписи с указанием напряжения.

224. Помещения ПС без постоянного дежурства персонала должны оснащаться автоматикой включения освещения (датчиками движения).

225. Высотные сооружения должны иметь маркировку и светоограждение в соответствии со статьей 51 Воздушного кодекса Российской Федерации.

226. При проектировании освещения ПС должно предусматриваться эвакуационное освещение, обеспечивающее в помещениях и проходах освещенность не менее 0,5 люкс на уровне пола.

При проектировании эвакуационного освещения:

присоединение светильников эвакуационного освещения к сети рабочего освещения не допускается;

при отключении источника питания эвакуационного освещения должно быть предусмотрено переключение указанного освещения на независимый источник питания.

227. Должно предусматриваться осуществление управления сетью наружного рабочего освещения и управления сетью охранного освещения из помещения щита управления.

228. В коридорах РУ, имеющих два выхода, и в проходных туннелях должно предусматриваться освещение, имеющее двустороннее управление.

229. На щитах и сборках осветительной сети на выключателях (рубильниках, автоматах) должно предусматриваться выполнение надписей с наименованием присоединения, а на предохранителях – также с указанием значений тока плавкой вставки.

230. При проектировании ПС должны предусматриваться технические решения, обеспечивающие возможность функционирования и эксплуатации ПС в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей.

231. При проектировании ПС должно предусматриваться:  
указание на баках Т (АТ) и реакторов их диспетчерских наименований;  
указание таких же диспетчерских наименований снаружи на дверях и внутри трансформаторных пунктов и камер;  
нанесение расцветки фазы на баки однофазных Т (АТ) и реакторов, а также на адаптеры трехфазных Т.

232. Должно быть предусмотрено окрашивание Т (АТ) и реакторов в светлые тона краской, стойкой к атмосферным воздействиям и воздействию масла, не содержащей в своем составе алюминиевой пудры.

233. При проектировании ПС должны предусматриваться мероприятия, обеспечивающие поддержание в помещениях КРУЭ температуры и влажности, соответствующих требованиям документации организаций – изготовителей оборудования и устройств.

234. При проектировании ПС должны предусматриваться мероприятия, обеспечивающие соблюдение следующих требований к температуре воздуха внутри помещений ЗРУ:



температура воздуха внутри помещений ЗРУ в летнее время должна быть не выше 40 °С;

температура воздуха внутри помещений ЗРУ в зимнее время должна соответствовать температурному режиму работы установленного в ЗРУ оборудования, устройств РЗА, средств измерений и технических устройств без измерительной функции, обеспечивающих сбор, обработку и передачу данных коммерческого учета электрической энергии (мощности).

При проектировании ПС должны быть предусмотрены меры для понижения температуры работающего оборудования или охлаждения воздуха внутри помещений ЗРУ.

235. При проектировании ПС должны быть предусмотрены меры, исключающие попадание животных и птиц в помещение ЗРУ, камеры КРУ, распределительные пункты, закрытые трансформаторные подстанции, блочные комплектные трансформаторные подстанции, трансформаторные подстанции киоскового типа, шкафы, расположенные на ОРУ.

236. В отношении помещений КРУЭ напряжением 35 кВ и выше, а также ЗРУ напряжением 35 кВ и выше с элегазовыми выключателями должно быть предусмотрено оборудование таких помещений на высоте 10-15 см от уровня пола приборами для контроля концентрации элегаза.

237. В отношении приводов выключателей должно быть предусмотрено оборудование их указателями отключенного и включенного положений.

Приложение  
к Методическим указаниям  
по технологическому проектированию  
подстанций переменного тока с высшим  
напряжением 35 – 750 кВ, утвержденным  
приказом Минэнерго России  
от «15» ~~сентября~~ 2024 г. № 6

**Термины и определения,  
используемые в Методических указаниях по технологическому  
проектированию подстанций переменного тока с высшим  
напряжением 35 – 750 кВ**

Модернизация подстанции (далее – ПС) – комплекс мероприятий, ведущих к замене узлов или агрегатов оборудования ПС с изменением или без изменения технических параметров, при которых проводится частичная замена основного средства с увеличением его стоимости и срока амортизации, без реконструкции объекта капитального строительства;

наблюдаемость элементов электрической сети (объектов электросетевого хозяйства) – свойство системы (процесса), показывающее, можно ли на установленном интервале времени получить информацию о состояниях системы (процесса);

реконструкция ПС – изменение параметров ПС, которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования ПС и (или) при котором требуется изменение границы охранной зоны ПС;

система диагностики – программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий процесс удаленного наблюдения и контроля за состоянием оборудования, его диагностирование и прогнозирование изменения технического состояния на основе собранных данных (исторических данных о состоянии оборудования) и оперативных данных, получаемых от систем сбора данных, установленных на оборудовании;

техническое перевооружение ПС – комплекс мероприятий по повышению технико-экономических показателей ПС на основе внедрения новой техники и технологии, модернизации и замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования;

сильнопучинистый грунт – грунт, который при переходе из талого в мерзлое состояние увеличивается в объеме вследствие образования кристаллов льда и имеет относительную деформацию пучения выше 0,07, показатель текучести выше 0,5, коэффициент водонасыщенности выше 0,95;

управляемость элементов электрической сети (объектов электросетевого хозяйства) – свойство системы (процесса), описывающее возможность перевести систему (процесс) из одного состояния в другое.