|  |
| --- |
|  |

**Об утверждении**

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

В соответствии с пунктом 3 статьи 4 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»[[1]](#footnote-2), 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»[[2]](#footnote-3), подпунктом «в» пункта 1 и пунктом 21 постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»[[3]](#footnote-4) 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 пунктов 16 и 21 Методических указаний по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ, утвержденных настоящим приказом.

Пункты 16 и 21 Методических указаний по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ, утвержденных настоящим приказом, вступают в силу по истечении шести месяцев со дня его официального опубликования.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Министр |  | Н.Г. Шульгинов |
|  |  |  |

Департамент оперативного управления в ТЭК

Кошкина Полина Александровна

(495) 631-82-48

УТВЕРЖДЕНЫ

приказом Минэнерго России
от «\_\_» \_\_\_\_\_202\_ г. № \_\_\_\_\_

**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 – Методические указания) устанавливают требования к определению при разработке проектной документации на строительство, реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение (далее – проектирование) подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ (далее – ПС) 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 должны учитываться при планировании развития электрических сетей, соблюдаться при определении технических параметров и характеристик вновь вводимого (реконструируемого, модернизируемого) оборудования ПС, разработке технических условий на технологическое присоединение ПС к электрическим сетям, проектной и рабочей документации на строительство, реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение ПС и технологическое присоединение ПС к электрическим сетям.
	3. Проектирование распределительных устройств (далее – РУ) электрических станций должно осуществляться в соответствии с Методическими указаниями, если иное в части применения положений Методических указаний не установлено Методическими указаниями по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, утвержденными приказом Минэнерго России от 16 августа 2019 г. № 857[[4]](#footnote-5) (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[[5]](#footnote-6) (далее – Методические указания по технологическому проектированию ТЭС).
	4. Требования Методических указаний не распространяются на случаи проектирования ПС, по которым:

разработка проектной документации начата до даты принятия Методических указаний;

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

* 1. В Методических указаниях используются термины и определения в значениях, установленных законодательством Российской Федерации, а также термины и определения, указанные в приложении к Методическим указаниям.

II. Общие требования к проектированию ПС

* 1. Проектирование ПС должно осуществляться в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации[[6]](#footnote-7), Федеральным законом от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»[[7]](#footnote-8), Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»[[8]](#footnote-9), Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»[[9]](#footnote-10) (далее – Правила технологического функционирования электроэнергетических систем), нормативными правовыми актами Минэнерго России, утверждаемыми в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», 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»[[10]](#footnote-11) (далее – постановление № 244), а также Методическими указаниями.
	2. При проектировании ПС разработка проектных решений должна осуществляться с учетом требований:

обеспечения потребителей электрической энергией в соответствии с категорией надежности электроснабжения, определенной в соответствии с Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»[[11]](#footnote-12) (далее – постановление Правительства № 861), установленной документами о технологическом присоединении и договором об оказании услуг по передаче электрической энергии, заключенным с потребителем электрической энергии, определенной 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[[12]](#footnote-13) (далее – Правила технологического присоединения), 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;

экологической безопасности и охраны окружающей среды в соответствии с законодательством Российской Федерации;

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

организации безопасных условий для эксплуатации ПС;

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

* 1. При проектировании ПС должен быть разработан комплекс мер по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности ПС в соответствии с требованиями Федерального закона от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ
	«О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»[[13]](#footnote-14) в случае, если ПС относится к объектам определенной категории опасности.

В случае если информационные системы, средства или системы автоматизированного управления, используемые на ПС, относятся к значимым объектам критической информационной инфраструктуры, должны быть также соблюдены требования, установленные Федеральным законом от 26 июля 2017 г. № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»[[14]](#footnote-15).

* 1. Проектные решения должны быть обоснованы расчетами, подтверждающими эффективность реализации принятых технических решений по фактору минимальной стоимости жизненного цикла основного оборудования с учетом совокупных издержек на эксплуатацию изделия за срок его 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[[15]](#footnote-16) (далее – Методические указания по расчету вероятности отказа).
	2. Проектирование ПС должно осуществляться на основании задания на проектирование.
	3. При поэтапной реализации мероприятий по вводу ПС (входящего в ее состав оборудования) в работу в составе энергосистемы этапы должны быть выделены при проектировании ПС.
	4. При проектировании ПС должен осуществляться выбор количества и мощности трансформаторов (автотрансформаторов) (далее – Т (АТ) и средств компенсации реактивной мощности.

Указанный в абзаце первом настоящего пункта Методических указаний выбор должен выполняться в соответствии с методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утверждаемыми Минэнерго России в соответствии с подпунктом «в» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (далее – Методические указания по проектированию развития энергосистем).

* 1. 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, предусматривающих вывод в ремонт отходящих линий электропередачи (далее – ЛЭП), Т (АТ), систем и секций шин, межсекционных (шиносоединительных) выключателей, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями приказа Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем»[[16]](#footnote-17);

расчет текущих (в период разработки проектной документации) и прогнозных (на периоды, определяемые в соответствии с пунктом 14 Методических указаний) значений токов короткого замыкания (далее – КЗ);

расчеты статической устойчивости;

расчеты динамической устойчивости (при проектировании РУ электростанций).

* 1. Указанные в пункте 13 Методических указаний расчеты должны выполняться на год ввода ПС в эксплуатацию (окончания строительства, реконструкции, модернизации, технического перевооружения) и на перспективу пяти лет с учетом этапности ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) объектов электросетевого хозяйства, объектов по производству электрической энергии и динамики изменения электрических нагрузок.
	2. Необходимость проведения и объем расчетов, указанных в пункте 13 Методических указаний, для реконструируемых (модернизируемых, технически перевооружаемых) ПС должны определяться исходя из характера и объема планируемых к проведению работ по реконструкции (модернизации, техническому перевооружению) и согласовываться с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в случаях реконструкции (модернизации, технического перевооружения) ПС, оборудование и устройства которых являются объектами диспетчеризации, а также в случаях реконструкции (модернизации, технического перевооружения) ПС в рамках выполнения технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям, подлежащих в соответствии с Правилами технологического присоединения согласованию с системным оператором.
	3. Указанные в пункте 13 Методических указаний расчеты должны проводиться на основании результатов математического моделирования режимов энергосистем с использованием расчетных моделей энергосистем, формируемых в объеме, необходимом для проектирования ПС, в соответствии с требованиями Методических указаний по проектированию развития энергосистем.

Расчеты электроэнергетических режимов должны выполняться в соответствии с требованиями Методических указаний по проектированию развития энергосистем.

* 1. При проектировании ПС должны быть учтены следующие исходные данные:

генеральная схема размещения объектов электроэнергетики;

схема и программа развития Единой энергетической системы России – до утверждения схемы и программы развития электроэнергетических систем России;

схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации – до утверждения схемы и программы развития электроэнергетических систем России;

схема и программа развития электроэнергетических систем России – с 1 марта 2023 года (с 1 января 2024 года для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем);

схемы внешнего электроснабжения объектов потребителей электрической энергии;

схемы выдачи мощности электростанций;

технические условия на осуществление технологического присоединения энергоустановок заявителей;

программы, планы, схемы развития технических комплексов и устройств управления общесистемного назначения, включающих РЗА, средства диспетчерского и технологического управления, автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электрической энергии (мощности) (далее – АИИС КУЭ), технологической сети связи;

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

необходимость организации, схемы и способы плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи (далее – ВЛ), определяемые в соответствии с требованиями приказа Минэнерго России от 19  декабря 2018 г. № 1185[[17]](#footnote-18).

* 1. При проектировании ПС должны быть учтены требования законодательства Российской Федерации:

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

к метрологическому обеспечению устанавливаемых средств измерений (наличие актуальных метрологических документов, подтверждающих проведение процедуры утверждения типа и первичной поверки при выпуске из производства, наличие регистрации в качестве средств измерений в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, обеспечение технической возможности периодического контроля метрологических характеристик в период эксплуатации);

по соблюдению экологических и санитарно-эпидемиологических норм, охране окружающей среды;

по защите информации;

по обеспечению пожарной безопасности объектов электроэнергетики;

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 учетом 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 энергосбережению и энергетической эффективности в процессе строительства (реконструкции, модернизации, технического перевооружения) и в процессе эксплуатации в соответствии с нормами Федерального закона от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»[[18]](#footnote-19);

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;

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

к электромагнитой совместимости технических устройств;

к условиям параллельной работы Т (АТ).

* 1. Объем технического перевооружения и реконструкции должен определяться с учетом главы 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[[19]](#footnote-20), с учетом требований Методических указаний по расчету вероятности отказа.
	2. При проектировании ПС должны быть определены:

форма организации круглосуточного оперативного обслуживания ПС с учетом 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 ЛЭП, оборудованием и устройствами ПС (далее – ЦУС), а также проектные решения по модернизации оборудования ЦУС для выполнения требований к организации и осуществлению оперативно-технологического управления, предусмотренных Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждаемыми Минэнерго России в соответствии с пунктом 3 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (далее – Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей);

диспетчерский центр (центры) субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее – ДЦ), в диспетчерском управлении (ведении) которого будут находиться отходящие от ПС ЛЭП и (или) в диспетчерском ведении которого будут находиться оборудование и устройства ПС, – по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления в  электроэнергетике (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 удаленного поста (щита, пульта, терминала) управления, в том числе путем передачи кодированного сигнала по каналам связи с использованием специального программно-аппаратного комплекса из ДЦ и ЦУС (далее – дистанционное управление).

* 1. При разработке проектной документации на строительство, реконструкцию ПС должно быть обеспечено формирование 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»[[20]](#footnote-21) и приложением А к указанному стандарту информационной модели ПС 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»[[21]](#footnote-22) (далее – ГОСТ Р 58651.2-2019) и приложениям А, Б и В к ГОСТ Р 58651.2-2019, 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 электросетевого оборудования
	напряжением 110 – 750 кВ»[[22]](#footnote-23) (далее - ГОСТ Р 58651.3-2020) и приложениям А и Б к ГОСТ Р 58651.3-2020.

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

* 1. Выбор площадки для размещения ПС должен осуществляться на основании выбора земельного участка из земельных участков с учетом минимального наличия ограничений, предусмотренных Земельным кодексом Российской Федерации[[23]](#footnote-24), Градостроительным кодексом Российской Федерации.
	2. При разработке проектной документации на реконструкцию ПС размещение новых РУ вне существующей площадки ПС должно иметь проектное обоснование.

III. Требования к компоновке и конструктивной части ПС

* 1. ПС должны проектироваться открытого типа.

Проектирование ПС закрытого типа с высшим классом напряжения 110 кВ и выше должно предусматриваться в случаях:

расположения ПС на территории 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.

* 1. Закрытые РУ (далее – ЗРУ) напряжением 35 кВ и выше с оборудованием в конструктивном исполнении комплектного РУ с элегазовой изоляцией (далее – КРУЭ) должны применяться:

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 °C, при отсутствии такого оборудования;

в городах с плотной городской застройкой;

в районах, характеризующихся сильными снегозаносами и снегопадами;

при организации строительства (реконструкции) на участке, меньшем по площади по сравнению с необходимым для размещения оборудования, машин, механизмов для проведения работ по строительству (реконструкции).

* 1. Уровень изоляции оборудования открытых РУ (далее – ОРУ) и  ошиновки ОРУ должен выбираться с учетом 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 с  учетом розы ветров и (или) мероприятия по обеспечению надежного и безопасного функционирования оборудования ПС с учетом пунктов 6 и 7 Методических указаний.
	2. При сооружении ОРУ в районах, где воздух может содержать вещества, ухудшающие работу изоляции или разрушающе действующие на оборудование и шины, должны быть применены алюминиевые и сталеалюминевые провода или алюминиевые трубы и шины, защищенные от коррозии.
	3. При проектировании ПС с высшим классом напряжения 220 кВ и выше Т (АТ), ШР, управляемый шунтирующий реактор (далее – УШР) должны устанавливаться 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.
	4. В камерах Т (АТ) должны предусматриваться смотровые площадки и трапы. Камеры Т (АТ) должны быть оснащены системой вентиляции.
	5. Подвеска ошиновки одним пролетом над двумя и более ячейками Т (АТ) не допускается.
	6. Компоновка оборудования и расположение ОРУ напряжением 330 кВ и выше должны обеспечивать влияние электромагнитных полей на персонал, обслуживающий оборудование ПС, не превышающее предельно допустимых уровней, установленных требованиями санитарных правил и норм 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[[24]](#footnote-25) (далее – СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»).
	7. В залах КРУЭ, кабельных помещениях под залами КРУЭ, помещениях для хранения баллонов с элегазом должна быть выполнена принудительная приточно-вытяжная вентиляция. Помещение КРУЭ, содержащее элегазовое и вспомогательное оборудование, должно соответствовать требованиям, указанным в документации организаций-изготовителей оборудования и устройств.
	8. Приточно-вытяжная вентиляция должна обеспечивать обмен воздуха в залах КРУЭ, помещениях для хранения баллонов с элегазом и забор воздушной среды из кабельных помещений и кабельных каналов.
	9. В залах КРУЭ должна быть предусмотрена система, предотвращающая попадание в атмосферу элегаза (газообразных и твердых продуктов распада элегаза) выше допустимых пределов, установленных требованиями СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания», при аварийных выбросах с разгерметизацией объемов КРУЭ.

В залах КРУЭ должна быть предусмотрена 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 и автоматическое включение принудительной приточно-вытяжной вентиляции.

* 1. В залах КРУЭ должны быть предусмотрены грузоподъемные механизмы, разгрузочные площадки и устройства для разгрузки и перемещения оборудования в помещениях КРУЭ.
	2. Кабельные вводы в КРУЭ должны исключать подтопления кабельного помещения грунтовыми водами. В кабельных помещениях, расположенных ниже уровня поверхности земли, на случай подтопления грунтовыми вводами должна быть предусмотрена дренажная откачка воды, работающая в автоматическом режиме.
	3. Температура и влажность в помещениях общеподстанционного пункта управления (далее – ОПУ) с находящимися в нем оборудованием и устройствами должна соответствовать требованиям, указанным в документации организаций - изготовителей оборудования и устройств.
	4. Порталы РУ, молниеотводы, мачты освещения, а также опоры, устанавливаемые на площадке ПС, должны быть оснащены стационарной (жесткой анкерной) страховочной линией со страховочным устройством ползункового типа, обеспечивающей безопасность обслуживающего оборудование ПС персонала.
	5. Металлоконструкции фундаментов должны быть защищены коррозионностойкими материалами. Фундаменты должны быть защищены от влаги и взаимодействия с химически агрессивными парами, газами и жидкостями.

IV. Требования к планированию территории ПС и транспортного обеспечения

* 1. Расположение сооружений и оборудования на площадке ПС должно учитывать:

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

доставку тяжеловесного оборудования к месту установки (фундаменту) с помощью автотранспортных или железнодорожных средств;

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

* 1. При разработке проектной документации на строительство ПС должны быть предусмотрены:

дороги, подъезды к (на) территории ПС (подъездная дорога 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 автодорогам);

сооружения водоснабжения, отопления, канализации, дренажа;

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

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

* 1. На чертежах ПС и каждого ОРУ напряжением 330 кВ и выше должны быть предусмотрены маршруты обхода для осмотра оборудования и маршруты следования к рабочим местам, обеспечивающие безопасный подход ко всем аппаратам. Участки маршрутов, на которых напряженность электрического поля превышает 15 кВ/м, должны быть экранированы.
	2. При планировании территории ПС должна быть обеспечена возможность подъезда и применения спецтехники (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.
	3. Маслоотводы должны быть закрытыми, за исключением случаев, указанных в абзаце втором настоящего пункта Методических указаний.

В сильнопучинистых грунтах и при высоких уровнях грунтовых вод допускается сооружение открытых маслоотводов при наличии проектного обоснования.

Конструкция маслоприемников должна исключать вероятность растекания масла в окружающую среду с учетом подвижных пучинистых грунтов. Металлические маслоприемники должны быть защищены от коррозии покрытием, стойким к воздействию масла.

* 1. Для ПС с закрытыми трансформаторными камерами маслосборники должны быть размещены за пределами зданий.
	2. Металлические баки (резервуары) для хранения масел должны быть оборудованы воздухоосушительными фильтрами.

V. Требования к проектированию схем электрических соединений РУ

* 1. Схемы РУ ПС должны разрабатываться при проектировании ПС исходя из:

количества присоединений;

перспективного развития ПС;

обеспечения надежности работы РУ с учетом пунктов 6 и 7 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.

* 1. В схеме РУ применение отделителей и короткозамыкателей не допускается.
	2. При проектировании на ПС схем плавки гололеда на ЛЭП количество установок плавки гололеда должно определяться исходя из количества ЛЭП, на которых планируется организация плавки 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, вторую установку плавки гололеда на ПС допускается не размещать.

* 1. Схемы РУ должны предусматривать возможность вывода отдельных выключателей и других коммутационных аппаратов в ремонт, осуществляемого:

для РУ напряжением до 220 кВ включительно − 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, либо путем переключения цепи на обходную систему шин или с использованием схем с подключением присоединений более чем через один выключатель, если отключение цепи недопустимо;

для РУ напряжением до 35 кВ включительно − путем отключения присоединения (на согласованное с потребителем электрической энергии время) для установки подменного аппарата вместо выводимого в ремонт;

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

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

* 1. В ячейках ЛЭП РУ напряжением 330 кВ и выше должно быть обеспечено 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.

* 1. В схемах «треугольник», «четырехугольник», «шестиугольник» РУ напряжением 330 кВ и выше ТН должны быть установлены на ошиновках высшего напряжения (далее – ВН) Т (АТ) с возможностью сохранения ТН в работе при отключении Т (АТ) разъединителем со стороны ВН.
	2. В схемах, предусматривающих подключение ЛЭП через два выключателя, подключение к ТТ в цепях выключателей устройств РЗА должно иметь проектное обоснование и выполняться без суммирования токов на сборках (рядах) зажимов.
	3. 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.
	4. При установке на ПС группы (групп) однофазных АТ, ШР (УШР) должна быть обоснована необходимость резервной фазы и должен быть определен способ ее подключения.
	5. При разработке проектной документации на строительство 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.
	6. При проектировании ПС должна быть предусмотрена раздельная работа Т на стороне НН 6 – 35 кВ с автоматическим включением резерва (далее – АВР), в том числе посредством включения секционного выключателя. Требования настоящего пункта Методических указаний не распространяются на Т ПС, обеспечивающих выдачу мощности объектов по производству электрической энергии (мощности), функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии.
	7. Для ограничения токов КЗ на стороне 6 – 20 кВ Т (АТ) должны устанавливаться:

Т с повышенным значением напряжения КЗ;

Т с расщепленными обмотками НН 6 – 20 кВ;

токоограничивающие реакторы в цепях вводов от Т (АТ), при этом отходящие линии должны быть выполнены нереактированными;

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

* 1. При необходимости компенсации емкостных токов в электрических сетях 6 – 35 кВ, определенной по результатам расчетов токов КЗ в соответствии с пунктом 13 Методических указаний, на ПС должны быть установлены дугогасящие заземляющие реакторы.
	2. 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

* 1. Выбор электротехнического оборудования ПС должен осуществляться на основании расчетов и сравнения различных вариантов компоновки ПС.
	2. Выбор оборудования ПС должен осуществляться с учетом обеспечения термической и электродинамической стойкости оборудования.
	3. На ПС должны быть применены Т (АТ):

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

обеспечивающие электродинамическую стойкость;

оборудованные высоковольтными вводами с твердой изоляцией.

* 1. При разработке проектной документации на реконструкцию 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).

* 1. Для обеспечения независимого регулирования напряжения на шинах РУ, подключенных к обмоткам НН АТ, допускается установка линейных регулировочных Т в случае, если уровень требуемого напряжения не может быть обеспечен другими способами.
	2. При питании энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии от обмотки НН трехобмоточных Т с РПН для обеспечения независимого регулирования напряжения допускается установка линейных регулировочных Т на одной из сторон Т при наличии проектного обоснования.
	3. При применении линейных регулировочных Т должна быть проверена их электродинамическая и термическая стойкость при КЗ на стороне регулируемого напряжения.
	4. При замене одного Т (АТ) на двухтрансформаторной ПС на новый должна быть сохранена возможность параллельной работы Т (АТ) в автоматическом режиме регулирования напряжения.
	5. 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.
	6. Выбор типов выключателей должен быть определен с учетом следующих требований:

выключатели должны обеспечивать работоспособность 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.

* 1. Шкафы управления выключателей и разъединителей, верхняя часть которых расположена на высоте 2 м и более, должны иметь стационарные площадки обслуживания.
	2. При выборе оборудования и ошиновки по номинальному току должны быть учтены нормальные, ремонтные, аварийные и послеаварийные режимы работы электрической сети, а также перегрузочная способность оборудования.
	3. Для трехобмоточных Т в цепях СН и НН выбор оборудования и ошиновки должен осуществляться по току нагрузки с учетом перспективного развития электрической сети и отключения второго Т.
	4. Выбор оборудования и ошиновки ячеек ЛЭП 35 кВ и выше должен приниматься по условиям нагрева проводов максимальным рабочим электрическим током.
	5. Новые ПС с высшим классом напряжения 220 кВ и выше должны быть оснащены системами диагностики с поддержкой функций самодиагностики и мониторинга состояния Т, ШР, элегазовых РУ, высоковольтных вводов, интегрированными в автоматизированную систему управления технологическим процессом (далее – АСУ ТП) ПС.
	6. 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.
	7. Классы точности обмоток ТТ и ТН для целей РЗА должны соответствовать следующим требованиям:

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 определяется 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 хуже 0,5. Для целей автоматики ограничения перегрузки оборудования допускается использование обмоток ТТ с пределом допускаемой полной погрешности при токе номинальной предельной кратности не более 10 % при условии проектных обоснований.

Измерительные цепи системы мониторинга переходных режимов должны подключаться к вторичным обмоткам измерительных ТТ и ТН следующих классов точности:

ТТ 110 кВ и выше − не хуже 0,2;

остальные ТТ − не хуже 0,5;

ТН 110 кВ и выше − не хуже 0,2;

остальные ТН − не хуже 0,5.

* 1. 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 Методических указаний выбор должен выполняться на основании расчетов, проводимых в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем.

* 1. Разъединители и заземляющие разъединители напряжением 110 кВ и выше должны быть оснащены электродвигательными приводами.

Оснащение разъединителей, выкатных тележек и заземляющих разъединителей ячеек РУ напряжением 6 – 35 кВ электродвигательными приводами должно осуществляться при наличии проектного обоснования.

* 1. Выключатели 330 кВ и выше должны иметь пофазные приводы.
	2. При разработке проектной документации на реконструкцию или техническое перевооружение ПС с заменой Т (АТ), ШР или дугогасящего реактора, выключателей напряжением 35 кВ и выше должна быть выполнена замена их устройств РЗА, выполненных на электромеханической и микроэлектронной базе, на микропроцессорные устройства РЗА с одновременной заменой кабелей вторичной коммутации.
	3. При разработке проектной документации на строительство ПС при наличии проектного обоснования допускается применение:

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

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

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

В элегазовом оборудовании должна быть выполнена двухступенчатая (предупредительная и аварийная) сигнализация снижения давления (плотности) элегаза. В элегазовых выключателях при срабатывании второй (аварийной) ступени указанной сигнализации должна выполняться автоматическая блокировка управления выключателем, запрещающая операции включения и отключения выключателя.

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

* 1. Защита от грозовых перенапряжений в РУ должна быть осуществлена стержневыми и тросовыми молниеотводами от прямых ударов молнии.
	2. При проектировании ПС должна быть предусмотрена установка ОПН:

в РУ напряжением 35 кВ и выше, к которым присоединены ВЛ (кабельно-воздушные линии электропередачи (далее – 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 изоляции защищаемого оборудования и ВЛ (КВЛ). В ячейках РУ ВЛ классом напряжения 330 кВ и выше должно быть установлено оборудование с уровнем изоляции, удовлетворяющем 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»[[25]](#footnote-26).

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

* 1. 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 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 с учетом уровней испытательных напряжений защищаемого оборудования.
	2. 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.
	3. РУ напряжением 150 – 500 кВ с электромагнитными ТН и выключателями, контакты которых шунтированы конденсаторами, должны быть проверены на возможность возникновения феррорезонансных перенапряжений при отключениях систем шин, в отношении указанных РУ также должны быть приняты меры к предотвращению феррорезонанса при оперативных и автоматических отключениях.
	4. Для РУ напряжением 330 кВ и выше должны быть предусмотрены технические решения по ограничению резонансных повышений напряжения на отключенных фазах ЛЭП.
	5. В электрических сетях напряжением 110 кВ и выше разземление нейтрали обмоток 110 – 220 кВ Т, а также выбор действия РЗА должны быть осуществлены таким образом, чтобы при различных оперативных и автоматических отключениях не выделялись участки электрической сети без Т с заземленными нейтралями.
	6. Защита от перенапряжений нейтрали Т с уровнем изоляции ниже, чем у линейных вводов, должна быть осуществлена ОПН.
	7. Проектирование заземляющих устройств должно осуществляться с учетом величин допустимого напряжения прикосновения или допустимого сопротивления, определяемых по результатам расчетов перенапряжений на шинах ПС, а также с учетом требований по снижению импульсных помех для обеспечения работы вторичного оборудования.
	8. 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).
	9. Заземляющие устройства должны обеспечивать электробезопасность людей и защиту электроустановок во всех режимах их работы. Металлические части электрооборудования и электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, должны быть заземлены или занулены.
	10. Каждый элемент электроустановки, подлежащий заземлению, должен быть присоединен к заземлителю посредством отдельного заземляющего проводника. Последовательное соединение заземляющими проводниками нескольких элементов электроустановки не допускается.
	11. Присоединение заземляющих проводников к заземлителю должно быть выполнено сваркой, а к корпусам аппаратов, машин и опорам системы и секций шин – сваркой или болтовым соединением. Соединения должны быть защищены от коррозии и механических повреждений. Для болтовых соединений должны быть предусмотрены меры против ослабления контакта.
	12. Для заземления экранов контрольных кабелей в шкафах, панелях, ящиках зажимов должны предусматриваться шины заземления, электрически связанные с контуром заземления ПС. В местах заземления экранов не допускается повреждение изоляции кабелей, ее нарушение и электрический разрыв.

Электрическое соединение заземляющего проводника с заземляющей шиной должно быть выполнено болтовым соединением.

* 1. Заземляющие проводники должны быть предохранены от коррозии. Открыто проложенные заземляющие проводники должны иметь черную окраску.
	2. Режим заземления нейтрали обмоток ВН 110 – 220 кВ Т должен выбираться с учетом 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.
	3. 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.
	4. Для снижения однофазных токов КЗ допускается заземление нейтрали АТ классом напряжения 220 кВ и выше через низкоомные токоограничивающие резисторы или реакторы.
	5. При проектировании ПС в составе систем электроснабжения объектов промышленного производства, оборудованных электроустановками, для функционирования которых предъявляются повышенные требования 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 с учетом проведения измерений в прилегающей электрической сети в характерных режимах ее работы.

VIII. Требования к проектированию собственных нужд ПС

* 1. 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 Методических указаний 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.

* 1. 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.
	2. Питание энергопринимающих устройств других потребителей электрической энергии от сети собственных нужд ПС не допускается, за исключением средств связи потребителей электрической энергии, предоставляющих услуги связи. В указанном случае должен быть организован учет потребленной электрической энергии сторонними потребителями электрической энергии.
	3. ЩСН ПС должны предусматривать присоединение ТСН к вводам разных Т (АТ), различным секциям РУ.
	4. На стороне НН ТСН должны работать раздельно. В ЩСН должен быть предусмотрен АВР.
	5. На ПС с высшим классом напряжения 330 кВ и выше должно быть предусмотрено резервирование питания собственных нужд от третьего (резервного) источника питания.
	6. Мощность ТСН должна быть определена исходя из установленной мощности электроприемников, коэффициентов спроса, режимов работы ПС, перегрузочной способности ТСН.
	7. 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.
	8. При подключении одного из ТСН к внешнему независимому источнику питания должна выполняться проверка на предмет отсутствия сдвига фаз.
	9. 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

* 1. На ОРУ и по территории ПС кабели должны быть проложены наземным или надземным способом, а также при проектном обосновании – подземным способом.
	2. При использовании лотков должен быть обеспечен проезд машин и механизмов по ОРУ и между фазами оборудования для выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту.
	3. При применении лотков не допускается прокладка кабелей под дорогами или переездами для машин в трубах и каналах, расположенных ниже уровня лотков.
	4. Кабельные сооружения должны выполняться с учетом возможности дополнительной прокладки кабелей в размере 15 % количества кабелей, предусмотренного проектом.
	5. На ПС с высшим классом напряжения 110 кВ и выше кабельные потоки от РУ различных напряжений, Т (АТ), а также от присоединений, подключенных к разным секциям РУ одного напряжения, должны быть проложены в отдельных кабельных сооружениях.
	6. Силовые кабели напряжением 6 – 35 кВ, используемые для подключения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, должны быть проложены по территории ПС в каналах, туннелях, траншеях до внешнего ограждения ПС.
	7. При расположении кабельных сооружений и прокладке кабелей должна обеспечиваться электромагнитная совместимость устройств ПС.
	8. 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.
	9. Металлические оболочки и броня кабелей цепей управления, измерения и сигнализации должны быть заземлены в местах концевой разделки.
	10. На ПС должны применяться контрольные кабели с медными жилами. Контрольные кабели должны иметь не менее одной резервной жилы.
	11. Цепи основных и резервных защит должны быть разделены по цепям переменного тока, оперативного тока и выходным цепям путем размещения их в разных кабелях, а также должны быть проложены по разным трассам.
	12. При проектировании трассы КЛ по территории ПС разноименные фазы кабелей в одной плоскости должны размещаться на расстоянии не менее одного наружного диаметра кабеля, или должны быть предусмотрены иные технические решения, исключающие развитие аварий при повреждении фазы.
	13. 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).

X. Требования к проектированию СОПТ

* 1. На ПС с высшим классом напряжения 110 кВ и выше должна применятся СОПТ номинальным напряжением 220 В. Проектирование СОПТ на ПС с высшим классом напряжения 35 кВ должно иметь проектное обоснование.
	2. СОПТ должна обеспечивать рабочее питание следующих электроприемников:

устройств РЗА;

преобразователей аналоговых сигналов;

преобразователей дискретных сигналов;

устройств управления высоковольтными КА (без 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 полевого уровня и уровня присоединений АСУ ТП;

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 оснащать указанные электроприемники резервным питанием от СОПТ при наличии проектного обоснования.

* 1. СОПТ должна обеспечивать резервное питание:

инверторов резервного питания верхнего уровня 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.

* 1. На ПС должна применяться централизованная (общеподстанционная) СОПТ с одной или двумя АБ для питания электроприемников постоянного тока (далее – ППТ). Децентрализованную СОПТ допускается применять при наличии проектного обоснования.
	2. При разработке проектной документации на реконструкцию ПС с установкой микропроцессорных устройств (комплексов) РЗА допускается в дополнение к существующей СОПТ проектировать СОПТ для питания только реконструируемой части ПС. После окончания реконструкции все ППТ должны быть переведены на новую СОПТ.
	3. СОПТ устройств РЗА и электромагнитов отключения выключателей должна обеспечивать:

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.

* 1. АБ при работе в автономном режиме должна обеспечивать максимальные расчетные толчковые токи после гарантированного двухчасового разряда током нагрузки.
	2. На ПС с высшим классом напряжения 220 кВ и выше, а также ПС с высшим классом 110 кВ с тремя и более выключателями в РУ ВН должны применяться две АБ.

Каждая из двух АБ, устанавливаемых на ПС, должна выбираться с учетом суммарной нагрузки всех электроприемников, подключенных к обеим АБ.

* 1. Зарядные устройства (далее – ЗУ) должны выбираться совместно с АБ для обеспечения надежной работы СОПТ.
	2. Для каждой АБ должны применяться по два стационарных ЗУ. При наличии проектного обоснования допускается уменьшение количества стационарных ЗУ.
	3. ЗУ должны 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 уравнительного заряда в соответствии с документацией организаций - изготовителей ППТ;

бесперебойное электропитание устройств, находящихся постоянно под напряжением при нарушении связи с АБ по любой причине в соответствии с документацией организаций - изготовителей таких устройств;

автоматический полный заряд АБ с учетом ограничений, определенных техническими условиями на АБ.

* 1. СОПТ должна иметь не менее двухуровневой системы защиты.
	2. В СОПТ должна быть обеспечена регистрация аварийных процессов и событий.
	3. Для каждой АБ должен предусматриваться отдельный ЩПТ. Каждый ЩПТ должен иметь защитные устройства, секции для выполнения регламентных работ в СОПТ без отключения АБ.
	4. На каждом ЩПТ должны быть предусмотрены:

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

устройства контроля симметрии напряжения групп аккумуляторов АБ;

устройства местной индикации состояния плавких предохранителей и исправности ЗУ;

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

При проектном обосновании принятых технологических решений должен предусматриваться контроль изоляции полюсов на основе Т-образного моста резисторов.

* 1. ЩПТ ПС должен быть оборудован устройствами сигнализации и контроля для передачи оперативному персоналу информации о состоянии оборудования и работе ЩПТ.
	2. При разработке проектной документации на реконструкцию ПС питание электромагнитной блокировки разъединителей должно осуществляться с гальванической развязкой от СОПТ через преобразователи постоянного тока.
	3. Цепи питания устройств РЗА не допускается объединять с цепями питания оперативной блокировки.
	4. 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.
	5. Комплекты основных и резервных защит или взаиморезервируемые комплекты устройств РЗА должны получать электропитание от разных АБ или от разных секций ЩПТ через разные шкафы распределения оперативного тока.

XI. Требования к проектированию системы оперативного переменного тока

* 1. Схемные решения по организации системы оперативного переменного тока должны предусматривать:

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.

XII. Требования к проектированию управления, автоматики и сигнализации на ПС

* 1. При проектировании ПС должна быть обеспечена возможность дистанционного управления оборудованием и устройствами ПС, в том числе:

управление КА, заземляющими разъединителями, приводами РПН Т (АТ) должно обеспечивать дистанционное управление средствами АСУ ТП ПС;

должны быть предусмотрены технические решения, решения по информационному обмену, необходимые для организации дистанционного управления;

на ПС должно применяться оборудование, функционально и технически обеспечивающее возможность дистанционного управления.

* 1. Проектными решениями 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 присоединений;

дистанционно с автоматизированного рабочего места оперативного персонала (далее – АРМ ОП) на ПС, с АРМ ОП ЦУС, с АРМ диспетчерского персонала ДЦ.

Проектными решениями должна быть предусмотрена блокировка, исключающая возможность одновременного управления из разных источников и с возможностью передачи функций управления на ПС, в ЦУС, в ДЦ.

* 1. Действие устройств РЗА на отключение и включение выключателя не должно зависеть от вида управления в АСУ ТП (местное или дистанционное).
	2. Места установки и степень защиты устройств автоматики (технологической), выключателей, разъединителей, Т (АТ), поставляемые совместно с оборудованием, должны определяться климатическими условиями эксплуатации.
	3. 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 в составе шкафов и терминалов релейной защиты (далее – РЗ), шкафов управления КА, заземляющего разъединителя в РУ (КРУ);

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

* 1. При отсутствии АСУ ТП должны предусматриваться следующие виды сигнализации:

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

индивидуальная визуальная сигнализация в составе шкафов и терминалов РЗ.

* 1. При проектировании ПС должна быть предусмотрена селективная сигнализация замыкания на землю отходящих присоединений напряжением
	6 – 20 кВ.
	2. При отсутствии ОПУ устройство центральной сигнализации должно устанавливаться в РУ напряжением 6 – 20 кВ, а сигналы предупредительной и аварийной сигнализации должны выводиться на рабочее место оперативного персонала.

XIII. Требования к проектированию оперативной блокировки неправильных действий при переключениях в электроустановках

* 1. КА и заземляющие разъединители РУ должны быть оборудованы оперативной блокировкой от неправильных действий при переключениях в электрических установках.
	2. При проектировании оперативной блокировки в РУ должна применяться программная (логическая) блокировка в контроллерах присоединений или контроллерах оперативной блокировки.
	3. Оперативная блокировка разъединителей с выключателями должна предотвращать:

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

включение и отключение разъединителями больших уравнительных токов или включение на несинхронное напряжение.

* 1. Блокировка заземляющих разъединителей должна предотвращать:

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

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

подачу напряжения выключателем на заземленный участок шин.

* 1. Схемы оперативной блокировки должны быть выполнены с учетом 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.

* 1. Оперативная блокировка разъединителей с пофазным приводом должна исключать возможность включения разъединителя одной фазы при включенном заземляющем разъединителе на другой фазе.
	2. Цепи оперативной блокировки должны питаться 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 иметь контроль питания и сигнализацию снижения изоляции полюсов относительно земли.

Исполнение электромагнитной, программной (логической) оперативной блокировки должно быть таким, чтобы при отсутствии электропитания блокировалась возможность управления КА.

* 1. В приводе разъединителя должна быть предусмотрена возможность механического разблокирования замка при помощи специального ключа.
	2. Устройства оперативной блокировки, устанавливаемые на ПС, должны предусматривать функцию самодиагностики, включающую контроль исправности цепей положения КА и заземляющих разъединителей. Сигнализация о неисправности устройства, реализующего функцию оперативной блокировки, должна выводиться в АРМ ОП, контроллер присоединения и на панель устройства оперативной блокировки с запуском предупредительной звуковой сигнализации.

XIV. Требования к проектированию РЗА на ПС

* 1. 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[[26]](#footnote-27) (далее – Требования к оснащению устройствами РЗА).
	2. 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[[27]](#footnote-28) (далее – Требования к РЗА различных видов и ее функционированию).
	3. 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[[28]](#footnote-29) (далее – Требования к каналам связи).
	4. 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 возможность дистанционного управления устройствами (функциями) РЗА ПС.

Объем переключений в устройствах РЗА с использованием средств дистанционного управления должен определяться заданием на проектирование.

* 1. Устройства РЗА должны иметь интерфейсы и протоколы связи для обмена информацией, а также отвечать требованиям надежности работы таких устройств, предъявляемых субъектом электроэнергетики, по заданию которого проектируется установка устройств РЗА, и требованиям электромагнитной совместимости.
	2. При проектировании РЗА должны применяться унифицированные типовые решения (типовые шкафы РЗА и АСУ ТП, типовые релейные отсеки ячеек КРУ напряжением 6 – 35 кВ), утвержденные субъектом электроэнергетики, по заданию которого проектируется ПС (далее – унифицированные типовые решения). В требованиях к типовым шкафам РЗА и АСУ ТП должны быть определены требования к конструкции, функциональному оснащению, входным и выходным параметрам, переключающим устройствам, светодиодной индикации, эргономике и информационным потокам.
	3. При разработке проектной документации на реконструкцию ПС шкафы РЗ индивидуальной конструкции должны применяться при наличии проектного обоснования, подтверждающего нецелесообразность применения унифицированных типовых решений. Требования к эргономике и информационным потокам должны соответствовать унифицированным типовым решениям.
	4. При проектировании РЗА должны разрабатываться файлы описания схемы и устройств (комплексов) РЗА.
	5. Проектная документация на ПС должна содержать раздел выбора параметров ЛВС с учетом требований к функционированию устройств РЗА, в том числе выбор топологии информационной сети, пропускной способности и способов управления информационными потоками данных, методов обеспечения информационной безопасности. ЛВС должна иметь параметры надежности и быстродействия, обеспечивающие работу устройств РЗА в соответствии с Требованиями к оснащению устройствами РЗА и Требованиями к РЗА различных видов и ее функционированию.
	6. При проектировании РЗА должно учитываться условие, что может быть неработоспособным только один компонент в комплексе РЗА (принцип «N – 1»). При рассмотрении аварийных режимов и поведения комплексов РЗА при КЗ должен учитываться вывод (отказ) одного устройства на присоединении или канала связи.

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

* 1. При использовании в устройствах РЗА блокировки при неисправности цепей напряжения, выполненной на сравнении напряжений «звезды» и «разомкнутого треугольника», перевод цепей напряжения «звезды» и «разомкнутого треугольника» должен осуществляться отдельными переключающими устройствами.
	2. Функционирование устройств РЗА должно быть автономным и не зависеть от состояния АСУ ТП ПС.
	3. При проектировании ПС должна быть предусмотрена возможность осуществления следующих видов управления микропроцессорными устройствами (комплексами) РЗА:

дистанционное, с помощью средств АСУ ТП;

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

Положение переключающих устройств должно фиксироваться в АСУ ТП. Запись аварийных событий должна выполняться в нередактируемом формате.

В журналах событий микропроцессорных устройств (комплексов) РЗА должны фиксироваться факты изменения параметров их настройки.

* 1. Схемы подключения вторичных цепей к дискретным входам и выходам микропроцессорных устройств (комплексов) РЗА должны обеспечивать работу устройств контроля изоляции СОПТ при замыканиях на землю в СОПТ.
	2. Для замены выключателей присоединений напряжением 110 кВ и выше на обходной выключатель должна быть обеспечена возможность перевода цепей переменного тока и напряжения, оперативных цепей устройств противоаварийной автоматики и основных защит ЛЭП, Т (АТ), дифференциальной защиты шин.

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

* 1. Перевод должен осуществляться посредством специально предусмотренных переключающих устройств, установленных на панелях (в шкафах) устройств РЗА.
	2. Предохранители и автоматические выключатели, установленные в цепях питания устройств РЗА оперативным током, должны обеспечивать:

селективность всех уровней защиты во всем диапазоне токов КЗ;

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

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

чувствительность к дуговым КЗ в основной зоне и в зоне резервирования;

резервирование защиты более низкого уровня защитой более высокого уровня.

* 1. 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, с учетом документации организаций-изготовителей.
	2. В РУ ПС должно предусматриваться АПВ сборных шин и ЛЭП, за исключением КЛ.

АПВ КВЛ, отходящих от проектируемой ПС, должно предусматриваться в случаях, предусмотренных Методическими указаниями по технологическому проектированию линий электропередачи классом напряжения 35 – 750 кВ, утверждаемыми Минэнерго России в соответствии с подпунктом «в» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

* 1. Пуск устройства АПВ должен выполняться при несоответствии между ранее поданной оперативной командой и отключенным положением выключателя. Допускается выполнять пуск устройства АПВ при отключении выключателя (выключателей) действием защит.
	2. При установке на присоединении нескольких терминалов с функциями РЗ и сетевой автоматики допускается использование функции АПВ только в одном из них.
	3. При неисправности или выводе в ремонт любого из терминалов РЗ и сетевой автоматики должна сохраняться возможность оперативного управления выключателем и возможность его отключения от оставшихся в работе устройств РЗА. На ЛЭП, по которым возможна синхронизация несинхронно работающих частей энергосистемы, должны быть установлены устройства, в составе которых предусмотрена функция трехфазного АПВ (далее – ТАПВ) с улавливанием синхронизма с возможностью использования для полуавтоматического включения ЛЭП в транзит с улавливанием синхронизма.
	4. 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 при наличии проектного обоснования. 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 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 проектное обоснование.

* 1. 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).

* 1. При установке на ЛЭП, Т (АТ) ТН во всех фазах в качестве условия срабатывания ТАПВ должен предусматриваться контроль симметричного напряжения.
	2. На ЛЭП классом напряжения 110 – 220 кВ должна быть предусмотрена возможность реализации АПВ без контроля напряжения и синхронизма.
	3. ТАПВ на ЛЭП с двухсторонним питанием должно выполняться с однократным действием, а на ЛЭП с односторонним питанием – с двукратным действием.
	4. УРОВ присоединений напряжением 6 – 35 кВ допускается выполнять в виде действия защиты присоединения с дополнительной выдержкой времени (времени УРОВ) на отключение питающих присоединений.
	5. На выключателях напряжением 6 – 35 кВ присоединений, отказ которых не резервируется защитами других присоединений, должно быть предусмотрено УРОВ с пуском от защит присоединений.
	6. При проектировании ПС должно предусматриваться оснащение КРУ напряжением 6 – 35 кВ быстродействующими защитами от дуговых КЗ внутри шкафов КРУ.
	7. 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.
	8. На шиносоединительных и секционных выключателях должно предусматриваться однократное АПВ. Контроль наличия симметричного напряжения на шинах и контроль синхронизма в схеме АПВ должны быть проектно обоснованы.
	9. Места размещения шкафов наружной установки и распределения цепей вторичной коммутации между ними должны обеспечить возможность их безопасной эксплуатации и технического обслуживания без отключения смежных присоединений (оборудования), в том числе посредством установки временных ограждений. На сборках (рядах) зажимов не должны находиться зажимы, случайное соединение которых может вызвать включение или отключение присоединения (оборудования) либо КЗ в цепях оперативного тока.

XV. Требования к проектированию автоматизированного управления ПС

* 1. 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.
	2. Проектирование средств и систем автоматизированного управления ПС должно осуществляться с учетом основных технических решений, принимаемых при проектировании на ПС первичного контролируемого и управляемого оборудования (Т (АТ), реакторов, КА, заземляющих разъединителей), средств и систем автоматизации. При проектировании указанных средств и систем должны соблюдаться требования к применяемым программным и программно-аппаратным средствам, установленные нормативными правовыми актами Минэнерго России, утверждаемыми в соответствии с постановлением № 244.
	3. Средства автоматизации ПС, включающие системы автоматического управления, должны обеспечивать 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 обеспечивать управление ПС в нормальных и послеаварийных режимах и выполнение требований Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей.
	4. Для организации системы управления ПС должны предусматриваться технические средства, обеспечивающие выполнение 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 ПС;

программные (логические) и (или) аппаратные блокировки;

регистрация событий собственными средствами или посредством информационного обмена с автономными системами РЗА;

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.

* 1. Автоматизированное управление (включая дистанционное управление) оборудованием и устройствами ПС должно осуществляться из:

АРМ ОП, на которое выводится вся необходимая оперативному персоналу информация и с которого проводится формирование и выдача команд управления;

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

ДЦ (в отношении оборудования и устройств, определенных ДЦ для целей дистанционного управления) через ПТК автоматизированной системы диспетчерского управления.

* 1. Для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами ПС в АСУ ТП должны быть:

реализованы алгоритмы приема команд дистанционного управления оборудованием и устройствами ПС;

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

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

выполнены требования к организации информационного обмена между АСУ ТП, ПТК ЦУС и ДЦ и обеспечению информационной безопасности.

Проектирование функций дистанционного управления оборудованием и устройствами ПС в АСУ ТП должно осуществляться с учетом требований, установленных 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»[[29]](#footnote-30) (далее – ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006), разделами 1 – 9 национального стандарта 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 стандартных транспортных профилей»[[30]](#footnote-31) (далее – ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004), 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»[[31]](#footnote-32) (далее – ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009), приложениями А, B к ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009, и разделами 1 – 15 национального стандарта 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»[[32]](#footnote-33) (далее – ГОСТ Р МЭК 61850-7-1-2009).

* 1. При выполнении средствами АСУ ТП функций автоматического управления оборудованием и устройствами ПС с использованием автоматизированных программ (бланков) переключений, должна обеспечиваться возможность перехода от режима автоматического управления в режим автоматизированного управления по инициативе оперативного персонала ПС (ЦУС) или диспетчерского персонала ДЦ или при диагностике неисправности – автоматически.
	2. При местном и дистанционном управлении оборудованием ПС должна быть предусмотрена программная или аппаратная блокировка, исключающая одновременное управление с разных источников, а также реализована логика технологических блокировок от некорректного положения разъединителей, неполнофазного режима и от несинхронного включения.
	3. Объем и состав информации, передаваемой с ПС в ДЦ с целью обеспечения возможности выполнения функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, технические решения по передаче информации в ДЦ, включая протоколы, методы, режимы передачи данных, схемы резервирования, замещения данных, должны быть согласованы с ДЦ.
	4. Объем и состав информации, передаваемой с ПС в ЦУС, должны обеспечивать выполнение ЦУС функций оперативно-технологического управления.

При разработке проектной документации на строительство и (или) реконструкцию ПС, оснащаемых АСУ ТП, должны разрабатываться файл описания спецификации ПС и файл описания конфигурации ПС в соответствии с требованиями, установленными разделами 1 – 9 ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009, приложениями А, B к ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009,
разделами 1 – 15 ГОСТ Р МЭК 61850-7-1-2009.

* 1. В проектной документации должны быть определены параметры используемых коммуникационных сервисов.
	2. Обмен 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, B к ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009 и разделами 1 – 15 ГОСТ Р МЭК 61850-7-1-2009.
	3. АСУ ТП должна предусматривать функцию самодиагностики, включающую контроль исправности технических средств.
	4. Электропитание устройств АСУ ТП должно обеспечивать ее функционирование при пропадании питания ЩСН в течение времени работы СОПТ ПС.

Модули (блоки) электропитания устройств уровня процесса и присоединения АСУ ТП должны быть резервированы и подключены 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.

XVI. Требования к проектированию систем связи на ПС

* 1. При проектировании ПС должна быть предусмотрена организация цифровых каналов связи для целей передачи требуемых видов и объемов информации в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем и Требованиями к каналам связи.
	2. Для организации каналов связи допускается использовать каналы, организованные по волоконно-оптическим линиям связи, кабельным линиям связи (кабели с металлическими жилами), цифровым радиорелейным линиям связи, каналы высокочастотной связи по ЛЭП с цифровой обработкой сигналов.
	3. Ресурсы спутниковых систем связи на базе использования геостационарных космических аппаратов и цифровых транкинговых систем 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 автоматизированные системы диспетчерского управления и автоматизированные системы технологического управления в соответствии
	с требованиями пунктов 50 – 54 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.
	4. Организация ТСОП и передача технологической информации по сетям сотовой связи или информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» не допускается.
	5. При проектировании ПС должны быть предусмотрены полнодоступные 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.
	6. Для исключения полной потери каналов ТСОП 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.
	7. Независимо от способа организации ТСОП должна быть обеспечена автоматическая регистрация (запись) переговоров оперативного персонала ПС с сохранением указанных записей в соответствии с требованиями пункта 54 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.
	8. При организации каналов ТСОП и передачи технологической информации должна быть обеспечена информационная безопасность.

XVII. Требования к проектированию освещения ПС и техническим решениям, обеспечивающим надежную и безопасную эксплуатацию ПС

* 1. 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.
	2. Питание осветительных установок должно осуществляться от распределительных ЩСН ПС без нарушения категории надежности электроснабжения.
	3. Управление наружным освещением должно быть автоматическим, местным и дистанционным (из ОПУ). Питание каждой мачты освещения или группы прожекторов, установленных на крыше здания, должно осуществляться по собственной ЛЭП, от отдельного автоматического выключателя.
	4. На ПС должно предусматриваться аварийное освещение.
	5. Светильники аварийного освещения должны отличаться от светильников рабочего освещения знаками и (или) окраской.
	6. Сеть охранного освещения ПС должна выполняться отдельно от сети рабочего освещения. Включение охранного освещения должно осуществляться вручную или автоматически при срабатывании периметральной охранной сигнализации.
	7. Ремонтное освещение должно питаться 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.
	8. Вилки на напряжение до 50 В переменного тока не должны подходить к розеткам на напряжение 220 В переменного тока. Розетки должны иметь надписи с указанием напряжения.
	9. Помещения без постоянного дежурства персонала должны оснащаться автоматикой включения освещения (датчиками движения).
	10. Высотные сооружения должны иметь маркировку и светоограждение в соответствии с Воздушным кодексом Российской Федерации[[33]](#footnote-34).
	11. В помещениях щитов управления ПС светильники аварийного освещения должны обеспечивать на фасадах панелей основного щита освещенность не менее 30 люкс.
	12. Эвакуационное освещение должно обеспечивать в помещениях и проходах освещенность не менее 0,5 люкс на уровне пола.
	13. Питание рабочего и аварийного освещения в нормальном режиме должно осуществляться от разных независимых источников питания. При отключении источников питания на ПС аварийное освещение должно автоматически переключаться на независимый источник питания.
	14. Присоединение к сети аварийного освещения других нагрузок, не относящихся к аварийному освещению, не допускается.
	15. Сеть аварийного освещения не должна иметь штепсельных розеток.
	16. Светильники эвакуационного освещения не должны быть присоединены к сети рабочего освещения. При отключении источника питания эвакуационного освещения должно быть предусмотрено переключение указанного освещения на независимый источник питания.
	17. Сети внутреннего, наружного, а также охранного освещения ПС должны иметь питание по отдельным ЛЭП.
	18. Управление сетью наружного рабочего освещения, а также управление сетью охранного освещения должны осуществляться из помещения щита управления.
	19. В коридорах РУ, имеющих два выхода, и в проходных туннелях освещение должно иметь двустороннее управление.
	20. На щитах и сборках осветительной сети на выключателях (рубильниках, автоматах) должны быть надписи с наименованием присоединения, а на предохранителях также должны быть указаны значения тока плавкой вставки.
	21. Технические решения, выбираемые при проектировании строительства (реконструкции, модернизации, технического перевооружения) ПС, должны обеспечивать возможность ее функционирования и эксплуатации в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей.
	22. На баках Т (АТ) и реакторов должны быть указаны диспетчерские наименования. Такие же диспетчерские наименования должны быть снаружи на дверях и внутри трансформаторных пунктов и камер. Расцветка фазы должна быть нанесена на баки однофазных Т (АТ) и реакторов, а также на адаптеры трехфазных Т.
	23. Т (АТ) и реакторы должны быть окрашены в светлые тона краской, стойкой к атмосферным воздействиям и воздействию масла.
	24. Температура и влажность в помещениях КРУЭ должны соответствовать требованиям документации организаций - изготовителей оборудования и устройств.
	25. При проектировании ПС должно быть учтено, что температура воздуха внутри помещений ЗРУ в летнее время должна быть не выше 40 °С, в зимнее время должна соответствовать температурному режиму работы установленного в ЗРУ оборудования, устройств РЗА, АИИС КУЭ. При проектировании должны быть предусмотрены меры для понижения температуры работающего оборудования или охлаждения воздуха внутри помещений ЗРУ.
	26. 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.
	27. Помещения КРУЭ напряжением 35 кВ и выше, а также ЗРУ напряжением 35 кВ с элегазовыми выключателями должны быть оборудованы на высоте 10-15 см от уровня пола приборами для контроля концентрации элегаза.
	28. Приводы выключателей должны быть оборудованы 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 «\_\_» \_\_\_\_\_202\_ г. № \_\_\_\_\_

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;

надежность – свойство объекта сохранять во времени способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования;

наблюдаемость – 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;

грунт сильнопучинистый – 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 водонасыщености выше 0,95;

управляемость – свойство системы (процесса), описывающее возможность перевести систему (процесс) из одного состояния в другое.

1. Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177; 2021, № 24, ст. 4188. [↑](#footnote-ref-2)
2. Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 34, ст. 5483. [↑](#footnote-ref-3)
3. Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 11, ст. 1562; 2018, № 34, ст. 5483. [↑](#footnote-ref-4)
4. Зарегистрирован Минюстом России 21 апреля 2020 г., регистрационный № 58155. [↑](#footnote-ref-5)
5. Зарегистрирован Минюстом России 21 апреля 2020 г., регистрационный № 58154. [↑](#footnote-ref-6)
6. Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, № 1, ст. 16; 2022, № 45, ст. 7672. [↑](#footnote-ref-7)
7. Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 1, ст. 5; 2013, № 27, ст. 3477. [↑](#footnote-ref-8)
8. Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 8, ст. 744; 2022, № 23, ст. 3791. [↑](#footnote-ref-9)
9. Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 34, ст. 5483; 2021, № 6, ст. 985. [↑](#footnote-ref-10)
10. Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 11, ст. 1562; 2022, № 44, ст. 7581. [↑](#footnote-ref-11)
11. Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52, ст. 5525; 2022, № 27, ст. 4863. [↑](#footnote-ref-12)
12. Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52, ст. 5525; 2022, № 27, ст. 4863. [↑](#footnote-ref-13)
13. Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, № 30, ст. 4604; 2022, № 27, ст. 4631. [↑](#footnote-ref-14)
14. Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 31, ст. 4736. [↑](#footnote-ref-15)
15. Зарегистрирован Минюстом России 4 апреля 2019 г., регистрационный № 54277. [↑](#footnote-ref-16)
16. Зарегистрирован Минюстом России 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195 (зарегистрирован Минюстом России 27 апреля 2021 г., регистрационный № 63248). [↑](#footnote-ref-17)
17. Зарегистрирован Минюстом России 22 января 2019 г., регистрационный № 53476. [↑](#footnote-ref-18)
18. Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 48, ст. 5711; 2022, № 29, ст. 5220. [↑](#footnote-ref-19)
19. 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). [↑](#footnote-ref-20)
20. Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 12 ноября 2019 г. № 1103-ст
(М., «Стандартинформ», 2019.). [↑](#footnote-ref-21)
21. Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 12 ноября 2019 г. № 1104-ст
(М., «Стандартинформ», 2019.). [↑](#footnote-ref-22)
22. Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 24 ноября 2020 г. № 1145-ст
(М., «Стандартинформ», 2020.). [↑](#footnote-ref-23)
23. Собрание законодательства Российской Федерации, 2001, № 44, ст. 4147; Официальный интернет-портал правовой информации (www.pravo.gov.ru), 2022, 5 декабря, № 0001202212050048. [↑](#footnote-ref-24)
24. Зарегистрирован Минюстом России 29 января 2021 г., регистрационный № 62296. [↑](#footnote-ref-25)
25. Утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 ноября 2012 г. № 1186-ст (М., «Стандартинформ», 2014). [↑](#footnote-ref-26)
26. Зарегистрирован Минюстом России 25 апреля 2019 г., регистрационный № 54503, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 10 июля 2020 г. № 546 (зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный № 60537). [↑](#footnote-ref-27)
27. Зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный № 60537. [↑](#footnote-ref-28)
28. Зарегистрирован Минюстом России 8 мая 2019 г., регистрационный № 54595. [↑](#footnote-ref-29)
29. Утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 марта 2006 г. № 46-ст (М., «Стандартинформ», 2006.). [↑](#footnote-ref-30)
30. Утвержден и введен в действие постановлением Госстандарта России от 9 марта 2004 г. № 89-ст
(М.: «ИПК Издательство стандартов», 2004.). [↑](#footnote-ref-31)
31. Утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2009 г. № 850-ст (М.: «Стандартинформ», 2011.). [↑](#footnote-ref-32)
32. Утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2009 г. № 847-ст (М.: «Стандартинформ», 2011.). [↑](#footnote-ref-33)
33. Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, № 12, ст. 1383; 2022, № 12, ст. 1783. [↑](#footnote-ref-34)