

Распределительные устройства и подстанции. Защита и автоматика

ИСТОЧНИКИ ИНФОРМАЦИИ

ПУЭ 7-го изд.*

Глава 1.1 «Общая часть»

пп.1.1.30, 1.1.31

Глава 1.7 «Заземление и защитные меры электробезопасности»

пп. 1.7.98, 1.7.100

Глава 4.2 «Распределительные устройства и подстанции на-
пряжением выше 1 кВ»

пп. 4.2.10, 4.2.68, 4.2.105, 4.2.106,
4.2.131

ГОСТ 14693-90

«Устройства комплектные рас-
пределительные негерметизи-
рованные в металлической обо-
лочке на напряжение до 10 кВ.
Общие технические условия»

ГОСТ Р 50462

«Идентификация проводников
по цветам или цифровым обо-
значениям»

МЭК 61936-1

«Установки электрические
переменного тока напряжением
выше 1000 В. Общие техниче-
ские требования»
п. 8.7.2

Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и пра- вила проектирования

(НПБ 88-2001)

пп. 14.1, 14.3

Рекомендации по проектиро- ванию подстанций перемен- ного тока с высшим напряже- нием 35–750 кВ

(СО 153-34.20.187-2003)

Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле трансформаторного оборудования

(СО 34.46.302-00.

РД 153-34.0-46.302-00)

Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов

(СО 34.46.303-98.

РД 34.46.303-98)

Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий

(СП 31-110-2003)

пп. 5.4, 5.6–5.10

Пожарная безопасность зда- ний и сооружений

(СНиП 21-01-97*)

Нормы безопасности на элек- троустановки угольных разрезов и требования по их безопасной эксплуатации

(РД 05-334-99)

п. 5.3

Правила технической экс- плуатации электрических станций и сетей Российской Федерации

(утв. Приказом Минэнерго РФ
от 19.06.2003 № 229)

п. 5.4.4

Рекомендации по выбору и применению стационарных аккумуляторных батарей 220 кВ различных фирм

(работа № 84ТМ): В 2 т.; Т. 1. –

М.: Энергосетьпроект, 1998.

Расчеты по выбору пара- метров аккумуляторных батарей для подстанций 110–220 кВ с одной аккумуля- торной батареей.

– М.: Энерго-
сетьпроект, 1998. – (Руководя-
щие указания по организации
систем оперативного постоян-
ного тока на подстанциях 110 кВ
и выше (работа № 83ТМ):

В 4 т.; Т. 1).

* Правила устройства электроуста-
новок не подлежат государствен-
ной регистрации, поскольку носят
технический характер и не содержат
правовых норм (письма Минюста
РФ от 28.08.2001 № 07/8638-ЮД и от
12.08.2002 № 07/7673-ЮД).

СЕМИНАРЫ-2010

Дата	Тема	Организатор
Апрель	Коммутационные аппараты напряжением выше 1000 В (масляные, вакуумные, элегазовые выключатели). Принцип действия и устройство коммутационных аппаратов. Характеристики и область применения	Учебно-методический и инженерно-технический центр (НОУ ДПО УМИТЦ), г. Санкт-Петербург www.dpo-umitc.ru
12.01–22.01	Наладка устройств РЗА электроустановок 10–110 кВ	НОУ Центр подготовки кадров энергетики, г. Санкт-Петербург cpk-energo.ru
12.01–22.01	Строительство и реконструкция подстанций 110–750 кВ (инженерно-технический персонал ОКСов, смотрители зданий и сооружений, службы надзора за ЗИС)	
25.01–05.02 24.05–04.06	Электромонтер по оперативному обслуживанию подстанций 220–750 кВ	
26.01–05.02 20.04–30.04 07.09–17.09 09.11–19.11	Оперативно-диспетчерское управление электрическими сетями 35–110 кВ (диспетчеры ЦУС электросетевых компаний)	
22.03–02.04	Инженер по оперативному обслуживанию подстанций 220–750 кВ	
06.04–16.04 09.11–19.11	Релейная защита электроустановок 0,4–6–10 кВ	
07.09–17.09	Дистанционные и токовые защиты ВЛ 110–330 кВ типа ШДЭ-2801, ШДЭ-2802	
04.10–15.10 22.11–03.12	Электромонтер по обслуживанию подстанций 220–750 кВ	
05.10–15.10	Наладка устройств РЗА электроустановок 10–110 кВ	
Март, ноябрь	Обоснование и выбор подстанций 6–10/0,4кВ	
Февраль, октябрь	Назначение, типы, характеристики и область применения современных коммутационных аппаратов	
Ноябрь	Обоснование и выбор силовых трансформаторов в свете нового ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91), введенного с 01.01.2002 г. (8 часов)	
12.01–22.01 24.05–04.06	Высоковольтные испытания и диагностика маслонаполненного оборудования 35–110 кВ под рабочим напряжением и после ремонтных работ	ПЭИПК, Новосибирский филиал, кафедра эксплуатации и наладки электрооборудования электростанций и сетей, г. Новосибирск www.nfpaipk.ru
25.01–15.02 01.12–12.11	АСУ ТП и микропроцессорные защиты электрооборудования собственных нужд электростанций	
08.02–19.02 20.09–01.10	Современные системы автоматизации промышленных и энергетических объектов на базе контроллеров	
24.02–05.03 06.09–17.09 18.10–29.10	Расчет токов короткого замыкания и выбор уставок релейной защиты оборудования 0,4–35 кВ	
05.04–16.04	Наладка и эксплуатация защит СН электростанций на базе ИМС и микропроцессорных терминалов	
05.04–16.04	АСУ ТП и микропроцессорные защиты подстанций	
19.04–30.04	Микропроцессорные и микроэлектронные защиты блока генератор–трансформатор	
19.04–30.04 04.10–15.10	Диагностика электрооборудования электростанций и подстанций	

СЕМИНАРЫ-2010

Дата	Тема	Организатор
11.05–21.05	Проектирование, монтаж и наладка ВЧ-каналов РЗА	ПЭИПК, Новосибирский филиал, кафедра эксплуатации и наладки электрооборудования электростанций и сетей, г. Новосибирск
24.05–04.06	Испытание, измерение и диагностика электроустановок до 35 кВ	www.nfpaipk.ru
07.06–18.06	Локальные устройства противоаварийной автоматики	
18.10–29.10	Эксплуатация и наладка микроэлектронных и микропроцессорных защит электрооборудования напряжением 6–35 кВ	
18.10–29.10	Выбор, наладка и эксплуатация коммутационных аппаратов 0,4–35 кВ	
01.11–12.11	Релейная защита собственных нужд электростанций	
13.12–24.12	Релейная защита силовых трансформаторов на электромагнитных, микропроцессорных реле и реле на ИМС	
13.12–24.12	Эксплуатация и наладка РЗ линий и трансформаторов 6–35 кВ на базе ИМС и микропроцессорных терминалов	
22.03–26.03 27.09–01.10	Устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) на микроэлектронной базе	ПЭИПК, Челябинский филиал, кафедра электроэнергетического оборудования, г. Челябинск
17.05–22.05 11.10–15.10	Современные методы эксплуатации маслonaполненного оборудования	www.chipk.ru
17.05–28.05 11.10–22.10	Реконструкция и проектирование трансформаторных подстанций 0,4–10 кВ	
21.06–25.06	Современные технологии связи для специалистов СС, АСУ ТП и АИИС КУ	
01.02–13.02 17.05–29.05 04.10–16.10	Технология оперативного управления и обслуживания подстанций 220 кВ и выше (для дежурного оперативного персонала подстанций 220 кВ и выше)	ПЭИПК, кафедра диспетчерского управления электрическими станциями, сетями и системами, г. Санкт-Петербург
05.04–17.04 06.12–18.12	Оперативное управление и обслуживание электрооборудования подстанций электрических станций (для оперативного персонала электроцехов электростанций)	www.peipk.spb.ru
11.01–30.01 01.03–20.03 04.05–22.05 06.09–25.09 25.10–13.11 06.12–25.12	Наладка, выбор уставок и обслуживание РЗА электроустановок 0,4–110 кВ	ПЭИПК, кафедра релейной защиты и автоматики электрических станций, сетей и энергосистем, г. Санкт-Петербург
11.01–30.01 11.05–29.05 13.09–02.10 15.11–04.12	Расчеты токов КЗ и уставок релейной защиты в электроэнергетических системах	www.peipk.spb.ru
11.01–30.01 08.02–27.02 01.03–20.03 11.05–29.05 31.05–19.06 06.09–25.09 15.11–04.12	Многофункциональные цифровые терминалы для управления, контроля и защиты электрооборудования до 220 кВ	
01.02–20.02 29.03–17.04 31.05–19.06 27.09–16.10	Основы релейной защиты электроустановок 0,4–110 кВ	

01.02–20.02 29.03–17.04 31.05–19.06 27.09–16.10	Основы наладки релейной защиты электрооборудования 0,4–110 кВ (для монтеров)	ПЭИПК, кафедра релейной защиты и автоматики электрических станций, сетей и энергосистем, г. Санкт-Петербург www.peipk.spb.ru
12.04–24.04 11.10–23.10	Основные проблемы и направления развития техники РЗА и АСУ-Э (для руководителей)	
11.01–30.01 15.03–03.04 13.09–02.10 15.11–04.12	Эксплуатация маслonaполненного оборудования (для переквалифицирующихся специалистов с техническим образованием)	ПЭИПК, кафедра электроэнергетического оборудования электрических станций, подстанций и промышленных предприятий, г. Санкт-Петербург www.peipk.spb.ru
18.01–23.01 22.03–27.03 24.05–29.05 20.09–25.09 22.11–27.11	Обслуживание и ремонт высоковольтных вводов, измерительных трансформаторов тока и напряжения	
18.01–30.01 22.03–03.04 24.05–05.06 20.09–02.10 22.11–04.12	Современные методы эксплуатации маслonaполненного оборудования	
18.01–30.01 22.03–03.04 24.05–05.06 20.09–02.10 22.11–04.12	Обслуживание и ремонт силовых трансформаторов	
18.01–23.01 22.03–27.03 24.05–29.05 20.09–25.09 22.11–27.11	Практические проблемы дегазации и восстановления трансформаторного масла	
25.01–30.01 29.03–03.04 31.05–05.06 04.10–09.10 29.11–04.12	Практические проблемы эксплуатации, ремонта и модернизации масляных выключателей	
25.01–30.01 29.03–03.04 31.05–05.06 04.10–09.10 29.11–04.12	Модернизация и совершенствование конструкций и испытания воздушных выключателей	
08.02–13.02 05.04–10.04 11.10–16.10 06.12–11.12	Пусконаладочные работы и ввод в эксплуатацию оборудования 0,4–110 кВ	
09.03–20.03 11.05–22.05 06.09–18.09 09.11–20.11	Эксплуатация, ремонт и модернизация коммутационных аппаратов 0,4–35 кВ	
15.03–20.03 17.05–22.05 13.09–18.09 15.11–20.11	Особенности эксплуатации вакуумных коммутационных аппаратов	
09.03–20.03 11.05–22.05 06.09–18.09 09.11–20.11	Техника и прогрессивная технология эксплуатации элегазовых аппаратов	
22.03–27.03 15.11–20.11	Перенапряжения в СЭСН станций и подстанций и методы их ограничения	

СЕМИНАРЫ-2010

Дата	Тема	Организатор
18.01–23.01 17.05–22.05 08.11–13.11	Методы и средства диагностики высоковольтного маслонаполненного оборудования	ПЭИПК, кафедра диагностики энергетического оборудования, г. Санкт-Петербург www.peipk.spb.ru
18.01–30.01 17.05–29.05 08.11–20.11	Испытания, измерения и диагностика электроустановок 110 кВ и выше	
18.01–30.01 05.04–17.04 08.11–20.11	Испытание, диагностика и оценка состояния силовых трансформаторов	
01.02–06.02 24.05–29.05	Защита АСУ, АСУТП, АИИСКУЭ и РЗА, электрических станций и подстанций от электромагнитных воздействий	
29.03–10.04 15.11–27.11	Испытания, измерения и диагностика высоковольтного электрооборудования электрических станций, подстанций и систем электроснабжения	
05.04–10.04 22.11–27.11	Испытание, диагностика и оценка состояния коммутационных аппаратов 0,4–35 кВ	
05.04–17.04 13.09–25.09	Оценка состояния электрооборудования на основе технических осмотров и приема излучений в инфракрасном спектре	
12.04–24.04 22.11–04.12	Обеспечение надежности и безопасной функциональности электростанций, подстанций и систем электроснабжения	
19.04–30.04 06.12–18.12	Обучение и сертификация специалистов по эксплуатации промышленных аккумуляторных батарей	
17.05–22.05 06.09–11.09	Автоматизированные системы управления в электрических сетях	
21.06–03.07 22.11–04.12	Проектирование трансформаторных подстанций 0,4–10 кВ	
21.06–03.07 22.11–04.12	Проектирование трансформаторных подстанций 35 кВ и выше	
12.04–15.04	Современная конструкция силовых трансформаторов распределительных сетей, их эксплуатация и ремонт	ЦПП «Электроэнергетика» при Институте электроэнергетики МЭИ (ТУ), г. Москва energo.tqmxxi.ru
13.09–17.09	Трансформаторы: эксплуатация, диагностирование, ремонт и продление срока службы (конференция)	Уральский центр охраны труда, средств защиты энергетиков и технического аудита (УРЦОТЭ), г. Екатеринбург www.urcot.ru

Раздел 4

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА
И ПОДСТАНЦИИ. ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

ВОПРОС

**Сергей Тендриков,**
ООО «Стройсервис»

Проектируем РУ-10 кВ с ячейками КСО (несколько ТП с ячейками КСО 386, КСО 395, КСО 298). Кабельная сеть написала замечание: ограничители перенапряжения вынести в отдельную ячейку, т.к. они имеют тенденцию взрываться. Выносить их некуда, нет места для установки дополнительных ячеек. При этом производители собирают ячейки с ОПН внутри, а про вынос их говорят: в принципе так можно сделать, но это нетиповой случай.

Как в этом случае можно выйти из сложившейся ситуации?

ОТВЕТ

**Виктор Шatroв,**
референт Ростехнадзора

Общий ответ на данный вопрос невозможен. Неясно, о каких именно ОПН идет речь. ОПН могут быть установлены параллельно разрывам выключателя, и тогда их вряд ли можно будет вынести куда-либо. Установка ограничителей перенапряжений в отдельной камере не подтверждается указанием технических документов. Требование о выносе ОПН в отдельную камеру в связи с возможностью его взрыва представляется необоснованным. Типовым решением является установка в одной камере измерительных трансформаторов напряжения и аппаратов защиты от перенапряжений электрооборудования распределительного устройства.

ВОПРОС

**Тамара Чумова,**
СибТПЭП

В электропомещении расположены РП 10 кВ и КТП 10/0,4 кВ. Электропомещение пристроено (одна общая стена) к помещению корпуса водоподготовки, фундамент которого используется в качестве заземлителя. Внутренний контур заземления (полоса 40x4) в электропомещении соединен с двумя металлическими колоннами (ПУЭ, п. 1.7.100 – КТП с глухозаземленной нейтралью) корпуса водоподготовки. Подскажите,

пожалуйста, надо ли вокруг электропомещения прокладывать замкнутый горизонтальный контур согласно п.1.7.98 ПУЭ (электроустановки выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью – в нашем случае это 10 кВ) и почему?

ОТВЕТ

**Виктор Шatroв,**
референт Ростехнадзора

Прокладка горизонтального заземлителя по п. 1.7.98 является мерой снижения напряжения прикосновения при возможном появлении потенциала на токопроводящей оболочке (стене) при повреждении изоляции электроустановки. Одновременно эта полоса является частью заземлителя и обеспечивает достижение нормированного значения его сопротивления. При выполнении этой оболочки (стены) из нетоковедущих материалов прокладка горизонтальной полосы не обязательна.

ВОПРОС

**Николай Зайцев,**
URRA-1

В силовых трансформаторах напряжением до 230 кВ, работающих с 2000 года, в последние два года возросло содержание газов (СО и СО₂), растворенных в масле, и превышает допустимую концентрацию. Содержание остальных газов практически не возросло. Какова опасность работы с такими трансформаторами? Нужна ли нет срочная дегазация масла?

ОТВЕТ

**Виктор Шatroв,**
референт Ростехнадзора

Увеличение концентрации СО и СО₂ может быть вызвано повышенной температурой конструктивных частей трансформатора, например магнитопровода.

Порядок и критерии отбраковки силовых трансформаторов по результатам анализа растворенных в масле газов приведены в следующих документах:

- СО 34.46.302-00 (РД 153-34.0-46.302-00) «Методические указания по диагностике раз-

вивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле трансформаторного оборудования);

- СО 34.46.303-98 (РД 34.46.303-98) «Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов».



Олег Иванов,
ООО «Спецстрой»

Возможна ли установка встроенной трансформаторной подстанции на сухих трансформаторах и ячейках RM-6 в общественном высотном здании, если двери ТП не выходят на улицу и вовнутрь цокольного этажа? ТП расположена по центру цокольного этажа здания. Используется принудительная циркуляция воздуха.



Виктор Шатров,
референт Ростехнадзора

Такое техническое решение противоречит действующим документам. Размещение встроенных трансформаторных подстанций регламентируется указаниями пп. 5.6–5.10 СП 31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий». Существенными условиями являются устройство дверей камер трансформаторов на одном из фасадов здания, устройство дороги для подъезда автотранспорта к месту расположения подстанции и обеспечение возможности круглосуточного доступа в ТП персонала эксплуатирующей организации.



Ардак Яныев,
Эверест LTD

Для осуществления присоединения дополнительного потребителя необходимо заменить трансформатор ТМ-1000/35/10 на ТМ-2500/35/10 на тяговой подстанции. Необходимо ли при замене трансформатора произвести замену фундамента трансформатора (трансформатор установлен на рельсошпальной решетке с ж/б шпалами)? Проект тяговой подстанции 110/35/27,5, где необходимо заменить указанный выше трансформатор, был разработан в 1979 году. Где найти необходимый проектный материал?



Виктор Шатров,
референт Ростехнадзора

При проектировании подстанций проектные организации учитывают положения не только Правил устройства электроустановок, но и других документов. Действующими в настоящее время «Рекомендациями по проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ» (СО 153-34.20.187-2003, утверждены

приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 288), как и ранее действовавшими редакциями норм технологического проектирования, рекомендуется строительную часть под трансформаторы предусматривать с учетом возможности замены трансформаторов на две ступени выше по шкале мощности при наличии соответствующих обоснований. Соответственно оборудование и ошиновку в цепи трансформаторов рекомендуется выбирать с учетом установки в перспективе трансформатора следующего по шкале мощности.

В связи с изложенным, достаточно проверить выполнение этих рекомендаций на конкретной подстанции. В частности, соответствие установленного оборудования и ошиновки возросшим токам короткого замыкания, соответствие маслоприемника объема масла во вновь устанавливаемом трансформаторе.



Сергей Азарков,
филиал ОАО «СУЭК-Красноярск» «Разрез Назаровский»

При плановой проверке нашего предприятия инспектором Ростехнадзора было выдано предписание об обязательной замене используемых сейчас в экскаваторах КРУ 6 кВ на КРУ, конструкция которых предусматривает два разъединителя: один для питания трансформатора собственных нужд, другой — для цепи «выключатель – сетевой двигатель» в комплекте с заземляющими ножами (п. 5.3 «Норм безопасности на электроустановки угольных разрезов и требования по их безопасной эксплуатации», РД 05-334-99).

Но, как показывает опыт, требование этого пункта Норм справедливо для экскаваторных КРУ 6 кВ, имеющих невыкатные элементы с коммутационным аппаратом. Следовательно, вопрос: если экскаватор укомплектован КРУ 6 кВ, оборудованными выкатными элементами с вакуумным выключателем 6 кВ, есть ли необходимость менять уже используемые КРУ на новые с двумя разъединителями 6 кВ?



Виктор Шатров,
референт Ростехнадзора

Требования п. 5.3 РД 05-334-99 «Нормы безопасности на электроустановки угольных разрезов и требования по их безопасной эксплуатации» направлены на обеспечение возможности раздельной подачи напряжения на сетевой двигатель и ТСН экскаватора. Способы обеспечения этого требования могут быть различными и должны выполняться прежде всего на стадии изготовления электроустановки экскаватора. Внесение изменений в конструкцию шкафов КРУ должно быть согласовано с изготовителем. Требование замены эксплуатируемых на экскаваторах и роторных комплексах комплектных распределительных устройств в РД 05-334-99 отсутствует.



Сергей Лукашенко,
ОАО «Новая ЭРА»

При проектировании ячеек комплектных распределительных устройств по ГОСТ 14693-90 с применением современных микропроцессорных устройств защиты, какой сигнал следует завести на блок защиты:

1. Два сигнала «Выкатной элемент в рабочем положении» и «Выкатной элемент в контрольном положении»?
2. Один сигнал «Выкатной элемент в рабочем или контрольном положении»?



Виктор Шатров,
референт Ростехнадзора

Нормативно-техническими документами предусматривается необходимость сигнализации положения электрических аппаратов (включено, отключено) у мест управления аппаратами. Необходимость контроля положения выкатных элементов в камерах комплектных распределительных устройств может быть установлена соглашением между изготовителем и потребителем.



Наталья Лушникова,
«Днепрозипротранс»

Распространяются ли требования пп. 4.2.105, 4.2.106 ПУЭ 7-го изд. о необходимости оборудования принудительной приточно-вытяжной вентиляцией помещений, содержащих оборудование с элегазом, на помещения с модульными герметичными ячейками с элегазовыми выключателями напряжением 6–35 кВ, запаянными на весь срок службы и имеющими объем по элегазу 0,0135 м³?



Виктор Шатров,
референт Ростехнадзора

Указания п. 4.2.105, п. 4.2.106 ПУЭ и п. 5.4.4 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» в отношении устройств вентиляции помещений распределительных устройств с элегазовым электрооборудованием противоречат общепринятой мировой практике и не соответствуют указаниям более поздних документов. В настоящее время следует принять во внимание следующее положение МЭК 61936-1 «Установки электрические переменного тока напряжением выше 1000 В. Общие технические требования»:

«8.7.2. Утечки элегаза

Для помещений с элегазовыми установками, находящихся выше уровня земли, достаточно естественной вентиляции. В этом случае примерно половина необходимых секций с вентиляционными отверстиями должна находиться близко

к уровню пола. Количество таких секций зависит от размеров помещения и объема используемого газа. При неполадках может потребоваться использование искусственной вентиляции.

Примечание. В помещениях с установками, недоступных для людей, можно не использовать постоянную вентиляцию. Для небольших установок (общий объем элегаза ≤ 1000 л при давлении в одну атмосферу) достаточно использовать вентиляцию только с одной стороны помещения.

Для помещений с элегазовыми установками, находящихся со всех сторон ниже уровня земли, следует предусмотреть искусственную вентиляцию в том случае, если, исходя из общего объема используемого газа и размеров комнаты, могут возникнуть концентрации газа, опасные для здоровья и безопасности персонала.

Следует предусмотреть возможность вентилировать помещения, проходы, спуски, шахты и т.п., расположенные под помещениями с элегазовыми установками и связанные с этими помещениями.

Искусственной вентиляцией можно пренебречь в том случае, если объем газа (при давлении в одну атмосферу) в самом большом из устройств не превышает 10% от объема помещения. В этом случае при расчетах следует также принять во внимание общий объем газа (исчисляемый при нормальной температуре и давлении) в резервуарах, связанных с элегазовой установкой.

Никакая часть оборудования, находящегося в контакте с воздухом, не должна нагреваться выше 200 °С.

Приведенный текст является составной частью проекта национального стандарта Российской Федерации, подготовленного на основе публикации МЭК 61936-1.

При соблюдении указанных выше условий можно не выполнять принудительную приточно-вытяжную вентиляцию и не устанавливать стационарные датчики наличия элегаза. Для определения наличия элегаза в местах его возможного скопления допускается использовать переносные приборы.

До введения в действие соответствующих нормативных документов использование положений МЭК 61936-1 в проектах рекомендуется согласовывать с уполномоченными надзорными органами.



Евгения Иванова,
ООО «Электрическая компания»

Разрешается ли пристраивать двухтрансформаторную комплектную подстанцию с трансформаторами 1600 кВА к зданию центрального распределительного пункта 6 кВ и при каких условиях? Пункты 4.2.131 и 4.2.68 ПУЭ, 5.4 и 5.8 СП 31-110-2003 однозначно не отвечают на данный вопрос. Что делать?



Александр Шалыгин,
начальник ИКЦ МИЭЭ
Виктор Шатров,
референт Ростехнадзора

1. Пункты 5.4 и 5.8 СП 31-110-2003 относятся только к жилым и общественным зданиям.

2. КТП, в соответствии с указаниями п. 4.2.10 ПУЭ, весьма общее понятие и не содержит сведений о строительной части или оболочке КТП.

Пункт 4.2.131 определяет условия размещения столбовых и мачтовых подстанций, которые не могут быть встроены или пристроены по определению.

3. Если здание центрального распределительного пункта 6 кВ и КТП (как здание) имеют степень огнестойкости не ниже II по СНиП 21-01-97*, КТП может быть пристроенной.



Сергей Фоминцев,
Завод «Вымпел»

На нашем предприятии находится объект, удаленный от подстанции на 4 км. Электропитание до объекта производится от ТП 6/0,4 кВ по ВЛ, выполненной на ж/б опорах. Мощность трансформатора 100 кВА, по этим же опорам производится освещение территории (отдельная цепь питания объекта, отдельно – освещения, в каждой цепи используется по четыре провода). Установленная максимальная мощность объекта 20 кВт, реальное потребление 10–15 кВт. Используется только на бытовые нужды. Линия выполнена проводом АС 35. При выходе с подстанции напряжение составляет 240 В, на объекте – 190–200 В. В ночное время при включении освещения (лампы накаливания 100–150 Вт) напряжение падает до 160 В. По этой причине в помещении не работают лампы дневного света и прочее оборудование. После установки счетчика реактивной энергии выявились большие реактивные потери, хотя ни одного крупного потребителя нет. На другой подстанции, питающей весь завод, потери в разы меньше (хотя суммарная нагрузка несравненно больше).

Возможно ли решить данную проблему без переноса подстанции к объекту? Слышал о способе транспозиции проводов ВЛ. Как его осуществить и рассчитать?



Александр Шалыгин,
начальник ИКЦ МИЭЭ

1. Физические законы изменить нельзя. Вам следует приблизить трансформаторную подстанцию к потребителю.

2. Реактивный ток в значительной степени дает сама линия.

3. Транспозиция проводов может дать эффект только на воздушных линиях высокого напряжения.



Александр Курамшин,
Объединенный институт ядерных исследований

На какой документ можно сослаться при составлении расширенного техзадания в проектной организации по реконструкции лабораторного здания, имеющего два РУ-6 кВ, в которых используются:

- электромагнитные приводы МВ (включающая катушка которых потребляет $I = 100 \times 1$ с);
- защита на реле постоянного тока;
- сигнализация на постоянном токе.

Обязательно ли использование аккумуляторной батареи, и если обязательно, то сколько включений привода она должна обеспечить при полном обесточении?



Виктор Шатров,
референт Ростехнадзора

Нормативно-правового документа, регламентирующего содержание технического задания на проектирование электроустановки, не существует.

При использовании постоянного тока в качестве оперативного наличие по меньшей мере одной аккумуляторной батареи на подстанции является обязательным. При выборе аккумуляторных батарей можно использовать материалы ОАО «Энергосетьпроект» (105318, Москва, Тацкая ул., д. 1), посвященные выбору и применению стационарных аккумуляторных батарей (работа № 84ТМ), а также расчетам по выбору параметров АБ для подстанций (работа № 83ТМ).



Андрей Яковлев,
«СПА-Сервис»

В последнее время при проектировании подстанции 110/35/10(6) кВ проектные организации закладывают цепи учета электроэнергии с трансформаторами тока по всем трем фазам (то есть полная звезда, трехэлементные счетчики) независимо от сети (изолированная нейтраль или глухозаземленная нейтраль), хотя 10 лет назад в сети с изолированной нейтралью для цепей учета электроэнергии применялось всего два трансформатора тока и двухэлементный счетчик. Оправдано ли технико-экономически данное решение?



Виктор Шатров,
референт Ростехнадзора

Да, оправдано. Следует учитывать, что действующими нормами допускается работа сетей напряжением 6–35 кВ с нейтралью, заземленной через резистор. В этом случае линия с однофазным замыканием должна быть селективно выявлена и отключена через время, определяемое термической стойкостью резистора (в действующих установках

это время не превышает обычно 0,5 ч). Определенные поврежденные присоединения с однофазным повреждением в такой сети, как правило, осуществляется защитой нулевой последовательности. Выделение тока нулевой последовательности при наличии трансформаторов тока в трех фазах обеспечивается наиболее простым способом.



Василий Петренко,
Электросиломонтаж

Вопрос касается окраски и порядка расположения шин в ТП 6/0,4 кВ.

Согласно требованиям ПУЭ, шины должны иметь следующую окраску: шины фазы А – желтым, фазы В – зеленым, фазы С – красным цветом. При этом при вертикальном расположении шин располагаться они должны в следующем порядке: слева направо А–В–С.

Существуют старые ТП, конструктивное исполнение которых таково, что при выполнении перемычки между трансформатором и главным рубильником РУ 0,4 кВ фазы приходят на главный рубильник в обратном порядке (слева направо С–В–А). В этом случае шины перекашивают (в порядке на главном рубильнике слева направо С–В–А), сохраняя таким образом соответствие цвета шины фазе.

Насколько мне известно, явление это весьма распространенное.

Является ли это прямым нарушением ПУЭ (то есть необходимо ли изменение конструктивного решения подстанции)? Или предусмотрены какие-то оговорки, касающиеся подобных случаев?



Виктор Шатров,
референт Ростехнадзора
Людмила Казанцева,
ОАО Компания «Электромонтаж»

Прямым нарушением ПУЭ такое выполнение распределительных устройств не является. Указания действующей редакции распространяются на вновь сооружаемые и реконструируемые электроустановки. Кроме того, глава 1.1 ПУЭ допускает отступление от указаний п. 1.1.31 о расположении шин. В распределительных устройствах напряжением до и выше 1 кВ, за исключением комплектных распределительных устройств заводского изготовления, цветовое обозначение сборных, обходных, секционных и ответвительных шин должно соответствовать п. 1.1.30 ПУЭ, а расположение шин – п. 1.1.31 ПУЭ.

В распределительных устройствах заводского изготовления цветовое обозначение шин должно соответствовать ГОСТ Р 50462 «Идентификация проводников по цветам или цифровым обозначениям».

Переустройство ранее введенных в работу электроустановок с отклонениями от действующих правил не требуется.



Константин Самохин,
компания МАКСИМА

НПБ 88-2001 говорит о том, что: «14.3. При наличии одного источника электропитания (на объектах III категории надежности электропитания) допускается использовать в качестве резервного источника питания электроприемников, указанных в п. 14.1, аккумуляторные батареи или блоки бесперебойного питания, которые должны обеспечивать питание указанных электроприемников в дежурном режиме в течение 24 часов и в режиме «Тревога» не менее 3 часов».

Я всегда считал емкость по простой формуле $C = 24 \cdot I_{\text{деж}} + 3 \cdot I_{\text{трв}}$.

Однако недавно поступили замечания, где предлагается считать по другой формуле $C = I_{\text{разряда}} \cdot t_{\text{разряда}} / K_g \cdot K$, где K_g – коэффициент доступной емкости, K – коэффициент глубины разряда. При наличии преобразователей напряжения в цепи следует учитывать и коэффициент преобразования $I_{\text{разряда}} = P_{\text{нагр}} / (h \cdot U_{\text{аб}})$, где $h = 0,8-0,85$. Как все-таки правильно считать?



Александр Шалыгин,
начальник ИКЦ МИЭЭ

Время автономной работы определяется энергией, запасенной в аккумуляторных батареях, и мощностью, потребляемой нагрузкой от ИБП. Для каждого конкретного ИБП можно рассчитать емкость АКБ, которая обеспечит нужное время резервирования.

Емкость аккумуляторной батареи рассчитывается по формуле:

$$C_{\text{ак}} = I_p t_p / K_g \cdot K_p,$$

где $C_{\text{ак}}$ – необходимая емкость, А·ч;

I_p – разрядный ток, А;

t_p – необходимое время работы (разряда), ч;

K_g – коэффициент доступной емкости (зависит от режима разряда);

K_p – коэффициент глубины разряда.

Разрядный ток – ток, потребляемый устройством от аккумуляторной батареи, определяется по формуле:

$$I_p = P_{\text{нагр}} / (h \cdot U_{\text{аб}}),$$

где $P_{\text{нагр}}$ – средняя мощность нагрузки, Вт;

h – КПД преобразователя ($h = 0,8-0,85$);

$U_{\text{аб}}$ – напряжение аккумуляторной батареи.

K_g – коэффициент доступной емкости:

- при получасовом режиме разряда – 0,4 (40%),
- при одночасовом режиме разряда – 0,5 (50%),
- при двухчасовом режиме разряда – 0,65 (65%),
- при десятичасовом режиме разряда – 1,0 (100%);

K_p – рекомендуемый коэффициент глубины разряда аккумулятора – 0,5–0,7 (50–70%).