

ПРАВИЛА УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК (ПУЭ)

**(ШЕСТОЕ ИЗДАНИЕ,
переработанное и дополненное, с изменениями)**

ВКЛЮЧЕНЫ все изменения, оформленные в период с 31 августа 1985 года по 30 декабря 1997 года и согласованные в необходимой части с Госстроем России и Госгортехнадзором России.

Добавлены изменения от 14.07.98.

Раздел 6 и главы 7.1, 7.2 приведены в редакции седьмого издания (1999 г.)

Главы 1.1, 1.2, 1.7, 1.9, 7.5, 7.6, 7.10 приведены в редакции седьмого издания (2002 г.)

Главы 1.8, 2.4, 2.5 приведены в редакции седьмого издания (2003 г.)

РАЗДЕЛ 1 ОБЩИЕ ПРАВИЛА

Глава 1.1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

УТВЕРЖДЕНО

Министерством энергетики
Российской Федерации

Приказ от 8 июля 2002 г. № 204

*Вводится в действие
с 1 января 2003 г.*

Область применения, определения

1.1.1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) распространяются на вновь сооружаемые и реконструируемые электроустановки постоянного и переменного тока напряжением до 750 кВ, в том числе на специальные электроустановки, рассмотренные в разд. 7 настоящих Правил.

Устройство специальных электроустановок, не рассмотренных в разд. 7, должно регламентироваться другими нормативными документами. Отдельные требования настоящих Правил могут применяться для таких электроустановок в той мере, в какой они по исполнению и условиям работы аналогичны электроустановкам, рассмотренным в настоящих Правилах.

Требования настоящих Правил рекомендуется применять для действующих электроустановок, если это повышает надежность электроустановки или если ее модернизация направлена на обеспечение требований безопасности.

По отношению к реконструируемым электроустановкам требования настоящих Правил распространяются лишь на реконструируемую часть электроустановок.

1.1.2. ПУЭ разработаны с учетом обязательности проведения в условиях эксплуатации планово-предупредительных и профилактических испытаний, ремонтов электроустановок и их электрооборудования.

1.1.3. Электроустановка - совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другие виды энергии.

1.1.4. Открытые или наружные электроустановки - электроустановки, не защищенные зданием от атмосферных воздействий.

Электроустановки, защищенные только навесами, сетчатыми ограждениями и т. п., рассматриваются как наружные.

Закрытые или внутренние электроустановки - электроустановки, размещенные внутри здания, защищающего их от атмосферных воздействий.

1.1.5. Электропомещения - помещения или отгороженные (например, сетками) части помещения, в которых расположено электрооборудование, доступное только для квалифицированного обслуживающего персонала.

1.1.6. Сухие помещения - помещения, в которых относительная влажность воздуха не превышает 60%.

При отсутствии в таких помещениях условий, указанных в 1.1.10-1.1.12, они называются нормальными.

1.1.7. Влажные помещения - помещения, в которых относительная влажность воздуха более 60%, но не превышает 75%.

1.1.8. Сырые помещения - помещения, в которых относительная влажность воздуха превышает 75%.

1.1.9. Особо сырые помещения - помещения, в которых относительная влажность воздуха близка к 100% (потолок, стены, пол и предметы, находящиеся в помещении, покрыты влагой).

1.1.10. Жаркие помещения - помещения, в которых под воздействием различных тепловых излучений температура превышает постоянно или периодически (более 1 сут.) +35°C (например, помещения с сушилками, обжигательными печами, котельные).

1.1.11. Пыльные помещения - помещения, в которых по условиям производства выделяется технологическая пыль, которая может оседать на токоведущих частях, проникать внутрь машин, аппаратов и т. п.

Пыльные помещения разделяются на помещения с токопроводящей пылью и помещения с нетокопроводящей пылью.

1.1.12. Помещения с химически активной или органической средой - помещения, в которых постоянно или в течение длительного времени содержатся агрессивные пары, газы, жидкости, образуются отложения или плесень, разрушающие изоляцию и токоведущие части электрооборудования.

1.1.13. В отношении опасности поражения людей электрическим током различаются:

1) помещения без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (см. пп. 2 и 3).

2) помещения с повышенной опасностью, характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность:

сырость или токопроводящая пыль (см. 1.1.8 и 1.1.11);

токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т.п.);

высокая температура (см. 1.1.10);

возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям зданий, имеющим соединение с землей, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования (открытым проводящим частям), с другой.

3) особо опасные помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность:

особая сырость (см. 1.1.9);

химически активная или органическая среда (см. 1.1.12);

одновременно два или более условий повышенной опасности (см. 1.1.13, п. 2);

4) территория открытых электроустановок в отношении опасности поражения людей электрическим током приравнивается к особо опасным помещениям.

1.1.14. Квалифицированный обслуживающий персонал - специально подготовленные работники, прошедшие проверку знаний в объеме, обязательном для данной работы (должности), и имеющие группу по электробезопасности, предусмотренную действующими правилами охраны труда при эксплуатации электроустановок.

1.1.15. Номинальное значение параметра - указанное изготовителем значение параметра электротехнического устройства.

1.1.16. Напряжение переменного тока – действующее значение напряжения.

Напряжение постоянного тока – напряжение постоянного тока или напряжение выпрямленного тока с содержанием пульсаций не более 10 % от действующего значения.

1.1.17. Для обозначения обязательности выполнения требований ПУЭ применяются слова "должен", "следует", "необходимо" и производные от них. Слова "как правило" означают, что данное требование является преобладающим, а отступление от него должно быть обосновано. Слово "допускается" означает, что данное решение применяется в виде исключения как вынужденное (вследствие стесненных условий, ограниченных ресурсов необходимого оборудования, материалов и т. п.). Слово "рекомендуется" означает, что данное решение

является одним из лучших, но не обязательным. Слово "может" означает, что данное решение является правомерным.

1.1.18. Принятые в ПУЭ нормируемые значения величин с указанием "не менее" являются наименьшими, а с указанием "не более" - наибольшими.

Все значения величин, приведенные в Правилах с предлогами "от" и "до", следует понимать "включительно".

Общие указания по устройству электроустановок

1.1.19. Применяемые в электроустановках электрооборудование, электротехнические изделия и материалы должны соответствовать требованиям государственных стандартов или технических условий, утвержденных в установленном порядке.

1.1.20. Конструкция, исполнение, способ установки, класс и характеристики изоляции применяемых машин, аппаратов, приборов и прочего электрооборудования, а также кабелей и проводов должны соответствовать параметрам сети или электроустановки, режимам работы, условиям окружающей среды и требованиям соответствующих глав ПУЭ.

1.1.21. Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия.

1.1.22. Строительная и санитарно-техническая части электроустановок (конструкция здания и его элементов, отопление, вентиляция, водоснабжение и пр.) должны выполняться в соответствии с действующими строительными нормами и правилами (СНиП) при обязательном выполнении дополнительных требований, приведенных в ПУЭ.

1.1.23. Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране окружающей природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости.

1.1.24. Для защиты от влияния электроустановок должны предусматриваться меры в соответствии с требованиями норм допускаемых промышленных радиопомех и правил защиты устройств связи, железнодорожной сигнализации и телемеханики от опасного и мешающего влияния линий электропередачи.

1.1.25. В электроустановках должны быть предусмотрены сбор и удаление отходов: химических веществ, масла, мусора, технических вод и т. п. В соответствии с действующими требованиями по охране окружающей среды должна быть исключена возможность попадания указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги, а также на территории, не предназначенные для хранения таких отходов.

1.1.26. Проектирование и выбор схем, компоновок и конструкций электроустановок должны производиться на основе технико-экономических сравнений вариантов с учетом требований обеспечения безопасности обслуживания, применения надежных схем, внедрения новой техники, энерго- и ресурсосберегающих технологий, опыта эксплуатации.

1.1.27. При опасности возникновения электрокоррозии или почвенной коррозии должны предусматриваться соответствующие меры по защите сооружений, оборудования, трубопроводов и других подземных коммуникаций.

1.1.28. В электроустановках должна быть обеспечена возможность легкого распознавания частей, относящихся к отдельным элементам (простота и наглядность схем, надлежащее расположение электрооборудования, надписи, маркировка, расцветка).

1.1.29. Для цветового и цифрового обозначения отдельных изолированных или неизолированных проводников должны быть использованы цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 «Идентификация проводников по цветам или цифровым обозначениям».

Проводники защитного заземления во всех электроустановках, а также нулевые защитные проводники в электроустановках напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, в т.ч. шины, должны иметь буквенное обозначение *PE* и цветовое обозначение чередующимися продольными или поперечными полосами одинаковой ширины (для шин от 15 до 100 мм) желтого и зеленого цветов.

Нулевые рабочие (нейтральные) проводники обозначаются буквой *N* и голубым цветом. Совмещенные нулевые защитные и нулевые рабочие проводники должны иметь буквенное обозначение *PEN* и цветовое обозначение: голубой цвет по всей длине и желто-зеленые полосы на концах.

1.1.30. Буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковыми.

Шины должны быть обозначены:

1) при переменном трехфазном токе: шины фазы *A* - желтым, фазы *B* — зеленым, фазы *C* - красным цветами;

2) при переменном однофазном токе шина *B*, присоединенная к концу обмотки источника питания, - красным цветом, шина *A*, присоединенная к началу обмотки источника питания, - желтым цветом.

Шины однофазного тока, если они являются ответвлением от шин трехфазной системы, обозначаются как соответствующие шины трехфазного тока;

3) при постоянном токе: положительная шина (+) - красным цветом, отрицательная (-) - синим и нулевая рабочая *M* - голубым цветом.

Цветовое обозначение должно быть выполнено по всей длине шин, если оно предусмотрено также для более интенсивного охлаждения или антикоррозионной защиты.

Допускается выполнять цветовое обозначение не по всей длине шин, только цветовое или только буквенно-цифровое обозначение либо цветовое в сочетании с буквенно-цифровым в местах присоединения шин. Если неизолированные шины недоступны для осмотра в период, когда они находятся под напряжением, то допускается их не обозначать. При этом не должен снижаться уровень безопасности и наглядности при обслуживании электроустановки.

1.1.31. При расположении шин «плашмя» или «на ребро» в распределительных устройствах (кроме комплектных сборных ячеек одностороннего обслуживания (КСО) и комплектных распределительных устройств (КРУ) 6-10 кВ, а также панелей 0,4-0,69 кВ заводского изготовления) необходимо соблюдать следующие условия:

1. В распределительных устройствах напряжением 6-220 кВ при переменном трехфазном токе сборные и обходные шины, а также все виды секционных шин должны располагаться:

а) при горизонтальном расположении:
одна под другой: сверху вниз *A-B-C*;
одна за другой, наклонно или треугольником: наиболее удаленная шина *A*, средняя - *B*, ближайшая к коридору обслуживания - *C*;

б) при вертикальном расположении (в одной плоскости или треугольником):
слева направо *A-B-C* или наиболее удаленная шина *A*, средняя - *B*, ближайшая к коридору обслуживания - *C*;

в) ответвления от сборных шин, если смотреть на шины из коридора обслуживания (при наличии трех коридоров - из центрального):

при горизонтальном расположении: слева направо *A-B-C*;
при вертикальном расположении (в одной плоскости или треугольником): сверху вниз *A-B-C*.

2. В пяти- и четырехпроводных цепях трехфазного переменного тока в электроустановках напряжением до 1 кВ расположение шин должно быть следующим:

при горизонтальном расположении:
одна под другой: сверху вниз *A-B-C-N-PE (PEN)*;
одна за другой: наиболее удаленная шина *A*, затем фазы *B-C-N*, ближайшая к коридору обслуживания - *PE (PEN)*;

при вертикальном расположении: слева направо *A-B-C-N-PE (PEN)* или наиболее удаленная шина *A*, затем фазы *B-C-N*, ближайшая к коридору обслуживания - *PE (PEN)*;

ответвления от сборных шин, если смотреть на шины из коридора обслуживания:

при горизонтальном расположении: слева направо *A-B-C-N-PE (PEN)*;

при вертикальном расположении: *A-B-C-N-PE (PEN)* сверху вниз.

3. При постоянном токе шины должны располагаться:

сборные шины при вертикальном расположении: верхняя *M*, средняя (-), нижняя (+);

сборные шины при горизонтальном расположении:
наиболее удаленная *M*, средняя (-) и ближайшая (+), если смотреть на шины из коридора обслуживания;

ответвления от сборных шин: левая шина *M*, средняя (-), правая (+), если смотреть на шины из коридора обслуживания.

В отдельных случаях допускаются отступления от требований, приведенных в пп. 1-3, если их выполнение связано с существенным усложнением электроустановок (например, вызывает необходимость установки специальных опор вблизи подстанции для транспозиции проводов воздушных линий электропередачи - ВЛ) или если на подстанции применяются две или более ступени трансформации.

1.1.32. Электроустановки по условиям электробезопасности разделяются на электроустановки напряжением до 1 кВ и электроустановки напряжением выше 1 кВ (по действующему значению напряжения).

Безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением мер защиты, предусмотренных в гл. 1.7, а также следующих мероприятий:

соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем закрытия, ограждения токоведущих частей;

применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;

применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;

применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;

использование средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического и магнитного полей в электроустановках, в которых их напряженность превышает допустимые нормы.

1.1.33. В электропомещениях с установками напряжением до 1 кВ допускается применение неизолированных и изолированных токоведущих частей без защиты от прикосновения, если по местным условиям такая защита не является необходимой для каких-либо иных целей (например, для защиты от механических воздействий). При этом доступные прикосновению части должны располагаться так, чтобы нормальное обслуживание не было сопряжено с опасностью прикосновения к ним.

1.1.34. В жилых, общественных и других помещениях устройства для ограждения и закрытия токоведущих частей должны быть сплошные; в помещениях, доступных только для квалифицированного персонала, эти устройства могут быть сплошные, сетчатые или дырчатые.

Ограждающие и закрывающие устройства должны быть выполнены так, чтобы снимать или открывать их можно было только при помощи ключей или инструментов.

1.1.35. Все ограждающие и закрывающие устройства должны обладать требуемой (в зависимости от местных условий) механической прочностью. При напряжении выше 1 кВ толщина металлических ограждающих и закрывающих устройств должна быть не менее 1 мм.

1.1.36. Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т. п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с действующими правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках.

1.1.37. Пожаро- и взрывобезопасность электроустановок должны обеспечиваться выполнением требований, приведенных в соответствующих главах настоящих Правил.

При сдаче в эксплуатацию электроустановки должны быть снабжены противопожарными средствами и инвентарем в соответствии с действующими положениями.

1.1.38. Вновь сооруженные и реконструированные электроустановки и установленное в них электрооборудование должно быть подвергнуто приемо-сдаточным испытаниям.

1.1.39. Вновь сооруженные и реконструированные электроустановки вводятся в промышленную эксплуатацию только после их приемки согласно действующим положениям.

Глава 1.2

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

УТВЕРЖДЕНО

Министерством энергетики
Российской Федерации

Приказ от 8 июля 2002 г. № 204

*Вводится в действие
с 1 января 2003 г.*

Область применения, определения

1.2.1. Настоящая глава Правил распространяется на все системы электроснабжения.

Системы электроснабжения подземных, тяговых и других специальных установок, кроме требований настоящей главы, должны соответствовать также требованиям специальных правил.

1.2.2. Энергетическая система (энергосистема) - совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режимов в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.

1.2.3. Электрическая часть энергосистемы - совокупность электроустановок электрических станций и электрических сетей энергосистемы.

1.2.4. Электроэнергетическая система - электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электрической энергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

1.2.5. Электроснабжение - обеспечение потребителей электрической энергией.

Система электроснабжения - совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией.

Централизованное электроснабжение - электроснабжение потребителей электрической энергии от энергосистемы.

1.2.6. Электрическая сеть - совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

1.2.7. Приемник электрической энергии (электроприемник) - аппарат, агрегат и др., предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

1.2.8. Потребитель электрической энергии - электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

1.2.9. Нормальный режим потребителя электрической энергии – режим, при котором обеспечиваются заданные значения параметров его работы.

Послеаварийный режим – режим, в котором находится потребитель электрической энергии в результате нарушения в системе его электроснабжения до установления нормального режима после локализации отказа.

1.2.10. Независимый источник питания - источник питания, на котором сохраняется напряжение в послеаварийном режиме в регламентированных пределах при исчезновении его на другом или других источниках питания.

К числу независимых источников питания относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

1) каждая из секций или систем шин в свою очередь имеет питание от независимого источника питания;

2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин.

Общие требования

1.2.11. При проектировании систем электроснабжения и реконструкции электроустановок должны рассматриваться следующие вопросы:

1) перспектива развития энергосистем и систем электроснабжения с учетом рационального сочетания вновь сооружаемых электрических сетей с действующими и вновь сооружаемыми сетями других классов напряжения;

2) обеспечение комплексного централизованного электроснабжения всех потребителей электрической энергии, расположенных в зоне действия электрических сетей, независимо от их принадлежности;

3) ограничение токов КЗ предельными уровнями, определяемыми на перспективу;

4) снижение потерь электрической энергии;

5) соответствие принимаемых решений условиям охраны окружающей среды.

При этом должны рассматриваться в комплексе внешнее и внутреннее электроснабжение с учетом возможностей и экономической целесообразности технологического резервирования.

При решении вопросов резервирования следует учитывать перегрузочную способность элементов электроустановок, а также наличие резерва в технологическом оборудовании.

1.2.12. При решении вопросов развития систем электроснабжения следует учитывать ремонтные, аварийные и послеаварийные режимы.

1.2.13. При выборе независимых взаимно резервирующих источников питания, являющихся объектами энергосистемы, следует учитывать вероятность одновременного зависящего кратковременного снижения или полного исчезновения напряжения на время действия релейной защиты и автоматики при повреждениях в электрической части энергосистемы, а также одновременного длительного исчезновения напряжения на этих источниках питания при тяжелых системных авариях.

1.2.14. Требования 1.2.11-1.2.13 должны быть учтены на всех промежуточных этапах развития энергосистем и систем электроснабжения.

1.2.15. Проектирование электрических сетей должно осуществляться с учетом вида их обслуживания (постоянное дежурство, дежурство на дому, выездные бригады и др.).

1.2.16. Работа электрических сетей напряжением 2-35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах:

в сетях напряжением 3-20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ - более 10 А;

в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях электропередачи:

более 30 А при напряжении 3-6 кВ;

более 20 А при напряжении 10 кВ;

более 15 А при напряжении 15-20 кВ;

в схемах генераторного напряжения 6-20 кВ блоков генератор-трансформатор – более 5А.

При токах замыкания на землю более 50 А рекомендуется применение не менее двух заземляющих реакторов.

Работа электрических сетей напряжением 110 кВ может предусматриваться как с глухозаземленной, так и с эффективно заземленной нейтралью.

Электрические сети напряжением 220 кВ и выше должны работать только с глухозаземленной нейтралью.

Категории электроприемников и обеспечение надежности электроснабжения

1.2.17. Категории электроприемников по надежности электроснабжения определяются в процессе проектирования системы электроснабжения на основании нормативной документации, а также технологической части проекта.

1.2.18. В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие три категории.

Электроприемники первой категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

Из состава электроприемников первой категории выделяется *особая группа* электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

Электроприемники второй категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники третьей категории - все остальные электроприемники, не подпадающие под определения первой и второй категорий.

1.2.19. Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения *особой группы* электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

В качестве третьего независимого источника питания для *особой группы* электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников первой категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), предназначенные для этих целей агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п.

Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить непрерывность технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически

нецелесообразно, должно быть осуществлено технологическое резервирование, например, путем установки взаимно резервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения.

Электроснабжение электроприемников первой категории с особо сложным непрерывным технологическим процессом, требующим длительного времени на восстановление нормального режима, при наличии технико-экономических обоснований рекомендуется осуществлять от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, к которым предъявляются дополнительные требования, определяемые особенностями технологического процесса.

1.2.20. Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

1.2.21. Для электроприемников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

Уровни и регулирование напряжения, компенсация реактивной мощности

1.2.22. Для электрических сетей следует предусматривать технические мероприятия по обеспечению качества электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 13109.

1.2.23. Устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах напряжением 3-20 кВ электростанций и подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105 % номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей. Отклонения от указанных уровней напряжения должны быть обоснованы.

1.2.24. Выбор и размещение устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях производятся исходя из необходимости обеспечения требуемой пропускной способности сети в нормальных и послеаварийных режимах при поддержании необходимых уровней напряжения и запасов устойчивости.

Глава 1.3 ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ ПО НАГРЕВУ, ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПЛОТНОСТИ ТОКА И ПО УСЛОВИЯМ КОРОНЫ

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.3.1. Настоящая глава Правил распространяется на выбор сечений электрических проводников (неизолированные и изолированные провода, кабели и шины) по нагреву, экономической плотности тока и по условиям короны. Если сечение проводника, определенное по этим условиям, получается меньше сечения, требуемого по другим условиям (термическая и электродинамическая стойкость при токах КЗ, потери и отклонения напряжения, механическая прочность, защита от перегрузки), то должно приниматься наибольшее сечение, требуемое этими условиями.

ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ ПО НАГРЕВУ

1.3.2. Проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов, а также режимов в период ремонта и возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин и т. п. При проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока, наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети.

1.3.3. При повторно-кратковременном и кратковременном режимах работы электроприемников (с общей длительностью цикла до 10 мин и длительностью рабочего периода не более 4 мин) в качестве расчетного тока для проверки сечения проводников по нагреву следует принимать ток, приведенный к длительному режиму. При этом:

1) для медных проводников сечением до 6 мм², а для алюминиевых проводников до 10 мм² ток принимается как для установок с длительным режимом работы;

2) для медных проводников сечением более 6 мм², а для алюминиевых проводников более 10 мм² ток определяется умножением допустимого длительного тока на коэффициент $0,875/\sqrt{T_{п.в}}$, где $T_{п.в}$ - выраженная в относительных единицах длительность рабочего периода (продолжительность включения по отношению к продолжительности цикла).

1.3.4. Для кратковременного режима работы с длительностью включения не более 4 мин и перерывами между включениями, достаточными для охлаждения проводников до температуры окружающей среды, наибольшие допустимые токи следует определять по нормам повторно - кратковременного режима (см. 1.3.3). При длительности включения более 4 мин, а также при перерывах недостаточной длительности между включениями наибольшие допустимые токи следует определять как для установок с длительным режимом работы.

1.3.5. Для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией, несущих нагрузки меньше номинальных, может допускаться кратковременная перегрузка, указанная в табл. 1.3.1.

1.3.6. На период ликвидации послеаварийного режима для кабелей с полиэтиленовой изоляцией допускается перегрузка до 10%, а для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией до 15% номинальной на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 сут., если нагрузка в остальные периоды времени этих суток не превышает номинальной.

На период ликвидации послеаварийного режима для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной изоляцией допускаются перегрузки в течение 5 сут. в пределах, указанных в табл. 1.3.2.

Таблица 1.3.1. Допустимая кратковременная перегрузка для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией

Коэффициент предварительной нагрузки	Вид прокладки	Допустимая перегрузка по отношению к номинальной в течение, ч		
		0,5	1,0	3,0
0,6	В земле	1,35	1,30	1,15
	В воздухе	1,25	1,15	1,10
	В трубах (в земле)	1,20	1,0	1,0
0,8	В земле	1,20	1,15	1,10
	В воздухе	1,15	1,10	1,05
	В трубах (в земле)	1,10	1,05	1,00

Таблица 1.3.2. Допустимая на период ликвидации послеаварийного режима перегрузка для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной изоляцией

Коэффициент предварительной нагрузки	Вид прокладки	Допустимая перегрузка по отношению к номинальной при длительности максимума, ч		
		1	3	6
0,6	В земле	1,5	1,35	1,25
	В воздухе	1,35	1,25	1,25
	В трубах (в земле)	1,30	1,20	1,15
0,8	В земле	1,35	1,25	1,20
	В воздухе	1,30	1,25	1,25
	В трубах (в земле)	1,20	1,15	1,10

Для кабельных линий, находящихся в эксплуатации более 15 лет, перегрузки должны быть понижены на 10%.

Перегрузка кабельных линий напряжением 20-35 кВ не допускается.

1.3.7. Требования к нормальным нагрузкам и послеаварийным перегрузкам относятся к кабелям и установленным на них соединительным и концевым муфтам и концевым заделкам.

1.3.8. Нулевые рабочие проводники в четырехпроводной системе трехфазного тока должны иметь проводимость не менее 50% проводимости фазных проводников; в необходимых случаях она должна быть увеличена до 100% проводимости фазных проводников.

1.3.9. При определении допустимых длительных токов для кабелей, неизолированных и изолированных проводов и шин, а также для жестких и гибких токопроводов, проложенных в среде, температура которой существенно отличается от приведенной в 1.3.12-1.3.15 и 1.3.22, следует применять коэффициенты, приведенные в табл. 1.3.3.

Таблица 1.3.3. Поправочные коэффициенты на токи для кабелей, неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры земли и воздуха

Условная температура среды, °С	Нормированная температура жил, °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С											
		-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	-
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	-

ДОПУСТИМЫЕ ДЛИТЕЛЬНЫЕ ТОКИ ДЛЯ ПРОВОДОВ, ШНУРОВ И КАБЕЛЕЙ С РЕЗИНОВОЙ И ПЛАСТМАССОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ

1.3.10. Допустимые длительные токи для проводов с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией, шнуров с резиновой изоляцией и кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках приведены в табл. 1.3.4-1.3.11. Они приняты для температур: жил +65, окружающего воздуха +25 и земли + 15°С.

При определении количества проводов, прокладываемых в одной трубе (или жил многожильного проводника), нулевой рабочий проводник четырехпроводной системы трехфазного тока, а также заземляющие и нулевые защитные проводники в расчет не принимаются.

Данные, содержащиеся в табл. 1.3.4 и 1.3.5, следует применять независимо от количества труб и места их прокладки (в воздухе, перекрытиях, фундаментах).

Допустимые длительные токи для проводов и кабелей, проложенных в коробах, а также в лотках пучками, должны приниматься: для проводов - по табл. 1.3.4 и 1.3.5 как для проводов, проложенных в трубах, для кабелей - по табл. 1.3.6-1.3.8 как для кабелей, проложенных в воздухе. При количестве одновременно нагруженных проводов более четырех, проложенных в трубах, коробах, а также в лотках пучками, токи для проводов должны приниматься по табл. 1.3.4 и 1.3.5 как для проводов, проложенных открыто (в воздухе), с введением снижающих коэффициентов 0,68 для 5 и 6; 0,63 для 7-9 и 0,6 для 10-12 проводников.

Для проводов вторичных цепей снижающие коэффициенты не вводятся.

Таблица 1.3.4. Допустимый длительный ток для проводов и шнуров с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с медными жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одно-жильных	трех одно-жильных	четырех одно-жильных	одного двух-жильного	одного трех-жильного
0,5	11	-	-	-	-	-
0,75	15	-	-	-	-	-
1	17	16	15	14	15	14
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19

2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	-	-	-
185	510	-	-	-	-	-
240	605	-	-	-	-	-
300	695	-	-	-	-	-
400	830	-	-	-	-	-

Таблица 1.3.5. Допустимый длительный ток для проводов с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одно- жильных	трех одно- жильных	четырёх одно- жильных	одного двух- жильного	одного трех- жильного
2	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	26
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	-	-	-
185	390	-	-	-	-	-
240	465	-	-	-	-	-
300	535	-	-	-	-	-
400	645	-	-	-	-	-

Таблица 1.3.6. Допустимый длительный ток для проводов с медными жилами с резиновой изоляцией в металлических защитных оболочках и кабелей с медными жилами с резиновой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной, найритовой или резиновой оболочке, бронированных и небронированных

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток *, А, для проводов и кабелей				
	одножильных	двухжильных		трехжильных	
	при прокладке				
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
1.5	23	19	33	19	27

2,5	30	27	44	25	38
4	41	38	55	35	49
6	50	50	70	42	60
10	80	70	105	55	90
16	100	90	135	75	115
25	140	115	175	95	150
35	170	140	210	120	180
50	215	175	265	145	225
70	270	215	320	180	275
95	325	260	385	220	330
120	385	300	445	260	385
150	440	350	505	305	435
185	510	405	570	350	500
240	605	-	-	-	-

* Токи относятся к проводам и кабелям как с нулевой жилой, так и без нее.

Таблица 1.3.7. Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках, бронированных и небронированных

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей				
	одножильных	двухжильных		трехжильных	
	при прокладке				
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	390	310	440	270	385
240	465	-	-	-	-

Примечание. Допустимые длительные токи для четырехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение до 1 кВ могут выбираться по табл. 1.3.7, как для трехжильных кабелей, но с коэффициентом 0,92.

Таблица 1.3.8. Допустимый длительный ток для переносных шланговых легких и средних шнуров, переносных шланговых тяжелых кабелей, шахтных гибких шланговых, прожекторных кабелей и переносных проводов с медными жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток *, А, для шнуров, проводов и кабелей		
	одножильных	двухжильных	трехжильных
0,5	-	12	-
0,75	-	16	14
1,0	-	18	16
1,5	-	23	20
2,5	40	33	28
4	50	43	36
6	65	55	45
10	90	75	60

16	120	95	80
25	160	125	105
35	190	150	130
50	235	185	160
70	290	235	200

* Токи относятся к шнурам, проводам и кабелям с нулевой жилой и без нее

Таблица 1.3.9. Допустимый длительный ток для переносных шланговых с медными жилами с резиновой изоляцией кабелей для торфопредприятий

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток *, А, для кабелей напряжением, кВ		
	0,5	3	6
6	44	45	47
10	60	60	65
16	80	80	85
25	100	105	105
35	125	125	130
50	155	155	160
70	190	195	-

* Токи относятся к кабелям с нулевой жилой и без нее.

Таблица 1.3.10. Допустимый длительный ток для шланговых с медными жилами с резиновой изоляцией кабелей для передвижных электроприемников

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток *, А, для кабелей напряжением, кВ		Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток *, А, для кабелей напряжением, кВ	
	3	6		3	6
16	85	90	70	215	220
25	115	120	95	260	265
35	140	145	120	305	310
50	175	180	150	345	350

* Токи относятся к кабелям с нулевой жилой и без нее.

Таблица 1.3.11. Допустимый длительный ток для проводов с медными жилами с резиновой изоляцией для электрифицированного транспорта 1,3 и 4 кВ

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А	Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А	Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А
1	20	16	115	120	390
1,5	25	25	150	150	445
2,5	40	35	185	185	505
4	50	50	230	240	590
6	65	70	285	300	670
10	90	95	340	350	745

Таблица 1.3.12. Снижающий коэффициент для проводов и кабелей, прокладываемых в коробах

Способ прокладки	Количество проложенных проводов и кабелей		Снижающий коэффициент для проводов, питающих	
	одножильных	многожильных	отдельные электроприемники с коэффициентом	группы электроприемников и отдельные приемники с

			использования до 0,7	коэффициентом использования более 0,7
Многослойно и пучками	-	До 4	1,0	-
	2	5-6	0,85	-
	3-9	7-9	0,75	-
	10-11	10-11	0,7	-
	12-14	12-14	0,65	-
	15-18	15-18	0,6	-
Однослойно	2-4	2-4	-	0,67
	5	5	-	0,6

1.3.11. Допустимые длительные токи для проводов, проложенных в лотках, при однорядной прокладке (не в пучках) следует принимать, как для проводов, проложенных в воздухе.

Допустимые длительные токи для проводов и кабелей, прокладываемых в коробах, следует принимать по табл. 1.3.4-1.3.7 как для одиночных проводов и кабелей, проложенных открыто (в воздухе), с применением снижающих коэффициентов, указанных в табл. 1.3.12.

При выборе снижающих коэффициентов контрольные и резервные провода и кабели не учитываются.

ДОПУСТИМЫЕ ДЛИТЕЛЬНЫЕ ТОКИ ДЛЯ КАБЕЛЕЙ С БУМАЖНОЙ ПРОПИТАННОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ

1.3.12. Допустимые длительные токи для кабелей напряжением до 35 кВ с изоляцией из пропитанной кабельной бумаги в свинцовой, алюминиевой или поливинилхлоридной оболочке приняты в соответствии с допустимыми температурами жил кабелей:

Номинальное напряжение, кВ . . .	До 3	6	10	20 и 35
Допустимая температура жилы кабеля, °С	+80	+65	+60	+50

1.3.13. Для кабелей, проложенных в земле, допустимые длительные токи приведены в табл. 1.3.13, 1.3.16, 1.3.19-1.3.22. Они приняты из расчета прокладки в траншее на глубине 0,7-1,0 м не более одного кабеля при температуре земли +15°С и удельном сопротивлении земли 120 см·К/Вт.

Таблица 1.3.13. Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслосканифольной и нестекающей массой изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в земле

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одножиль- ных до 1 кВ	двухжиль- ных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёх жильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	-	80	70	-	-	-
10	140	105	95	80	-	85
16	175	140	120	105	95	115
25	235	185	160	135	120	150
35	285	225	190	160	150	175
50	360	270	235	200	180	215
70	440	325	285	245	215	265
95	520	380	340	295	265	310
120	595	435	390	340	310	350
150	675	500	435	390	355	395
185	755	-	490	440	400	450
240	880	-	570	510	460	-
300	1000	-	-	-	-	-
400	1220	-	-	-	-	-
500	1400	-	-	-	-	-
625	1520	-	-	-	-	-

800	1700	-	-	-	-	-
-----	------	---	---	---	---	---

Таблица 1.3.14. Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслोकанифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в воде

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей			
	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
	до 3	6	10	
16	-	135	120	-
25	210	170	150	195
35	250	205	180	230
50	305	255	220	285
70	375	310	275	350
95	440	375	340	410
120	505	430	395	470
150	565	500	450	-
185	615	545	510	-
240	715	625	585	-

Таблица 1.3.15. Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслोकанифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одно-жильных до 1 кВ	двух-жильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёх-жильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	-	55	45	-	-	-
10	95	75	60	55	-	60
16	120	95	80	65	60	80
25	160	130	105	90	85	100
35	200	150	125	110	105	120
50	245	185	155	145	135	145
70	305	225	200	175	165	185
95	360	275	245	215	200	215
120 150	415 470	320 375	285 330	250 290	240 270	260 300
185	525	-	375	325	305	340
240	610	-	430	375	350	-
300	720	-	-	-	-	-
400	880	-	-	-	-	-
500	1020	-	-	-	-	-
625	1180	-	-	-	-	-
800	1400	-	-	-	-	-

Таблица 1.3.16. Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслोकанифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	-	60	55	-	-	-
10	110	80	75	60	-	65
16	135	110	90	80	75	90
25	180	140	125	105	90	115
35	220	175	145	125	115	135

50	275	210	180	155	140	165
70	340	250	220	190	165	200
95	400	290	260	225	205	240
120	460	335	300	260	240	270
150	520	385	335	300	275	305
185	580	-	380	340	310	345
240	675	-	440	390	355	-
300	770	-	-	-	-	-
400	940	-	-	-	-	-
500	1080	-	-	-	-	-
625	1170	-	-	-	-	-
800	1310	-	-	-	-	-

Таблица 1.3.17. Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массой изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в воде

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей			
	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
	до 3	6	10	
16	-	105	90	-
25	160	130	115	150
35	190	160	140	175
50	235	195	170	220
70	290	240	210	270
95	340	290	260	315
120	390	330	305	360
150	435	385	345	-
185	475	420	390	-
240	550	480	450	-

Таблица 1.3.18. Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массой изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	-	42	35	-	-	-
10	75	55	46	42	-	45
16	90	75	60	50	46	60
25	125	100	80	70	65	75
35	155	115	95	85	80	95
50	190	140	120	110	105	110
70	235	175	155	135	130	140
95	275	210	190	165	155	165
120	320	245	220	190	185	200
150	360	290	255	225	210	230
185	405	-	290	250	235	260
240	470	-	330	290	270	-
300	555	-	-	-	-	-
400	675	-	-	-	-	-
500	785	-	-	-	-	-
625	910	-	-	-	-	-
800	1080	-	-	-	-	-

Таблица 1.3.19. Допустимый длительный ток для трехжильных кабелей напряжением 6 кВ с медными жилами с обедненнопропитанной изоляцией в общей свинцовой оболочке, прокладываемых в земле и воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей проложенных		Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей проложенных	
	в земле	в воздухе		в земле	в воздухе
16	90	65	70	220	170
25	120	90	95	265	210
35	145	110	120	310	245
50	180	140	150	355	290

Таблица 1.3.20. Допустимый длительный ток для трехжильных кабелей напряжением 6 кВ с алюминиевыми жилами с обедненнопропитанной изоляцией в общей свинцовой оболочке, прокладываемых в земле и воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей проложенных		Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей проложенных	
	в земле	в воздухе		в земле	в воздухе
16	70	50	70	170	130
25	90	70	95	205	160
35	110	85	120	240	190
50	140	110	150	275	225

Таблица 1.3.21. Допустимый длительный ток для кабелей с отдельно оцинкованными медными жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массой изоляцией, прокладываемых в земле, воде, воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для трехжильных кабелей напряжением, кВ					
	20			35		
	при прокладке					
	в земле	в воде	в воздухе	в земле	в воде	в воздухе
25	110	120	85	-	-	-
35	135	145	100	-	-	-
50	165	180	120	-	-	-
70	200	225	150	-	-	-
95	240	275	180	-	-	-
120	275	315	205	270	290	205
150	315	350	230	310	-	230
185	355	390	265	-	-	-

Таблица 1.3.22. Допустимый длительный ток для кабелей с отдельно оцинкованными алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массой изоляцией, прокладываемых в земле, воде, воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для трехжильных кабелей напряжением, кВ					
	20			35		
	при прокладке					
	в земле	в воде	в воздухе	в земле	в воде	в воздухе
25	85	90	65	-	-	-
35	105	110	75	-	-	-
50	125	140	90	-	-	-
70	155	175	115	-	-	-
95	185	210	140	-	-	-
120	210	245	160	210	225	160
150	240	270	175	240	-	175
185	275	300	205	-	-	-

Таблица 1.3.23. Поправочный коэффициент на допустимый длительный ток для кабелей, проложенных в земле, в зависимости от удельного сопротивления земли

Характеристика земли	Удельное сопротивление см·К/Вт	Поправочный коэффициент
Песок влажностью более 9% песчано-глинистая почва влажностью более 1%	80	1,05
Нормальные почва и песок влажностью 7-9%, песчано-глинистая почва влажностью 12-14%	120	1,00
Песок влажностью более 4 и менее 7%, песчано-глинистая почва влажностью 8-12%	200	0,87
Песок влажностью до 4%, каменистая почва	300	0,75

При удельном сопротивлении земли, отличающемся от 120 см·К/Вт, необходимо к токовым нагрузкам, указанным в упомянутых ранее таблицах, применять поправочные коэффициенты, указанные в табл. 1.3.23.

1.3.14. Для кабелей, проложенных в воде, допустимые длительные токи приведены в табл. 1.3.14, 1.3.17, 1.3.21, 1.3.22. Они приняты из расчета температуры воды +15°C.

1.3.15. Для кабелей, проложенных в воздухе, внутри и вне зданий, при любом количестве кабелей и температуре воздуха +25°C допустимые длительные токи приведены в табл. 1.3.15, 1.3.18-1.3.22, 1.3.24, 1.3.25.

1.3.16. Допустимые длительные токи для одиночных кабелей, прокладываемых в трубах в земле, должны приниматься как для тех же кабелей, прокладываемых в воздухе, при температуре, равной температуре земли.

Таблица 1.3.24. Допустимый длительный ток для одножильных кабелей с медной жилой с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, небронированных, прокладываемых в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток *, А, для кабелей напряжением, кВ		
	до 3	20	35
10	85/-	-	-
16	120/-	-	-
25	145/-	105/110	-
35	170/-	125/135	-
50	215/-	155/165	-
70	260/-	185/205	-
95	305/-	220/255	-
120	330/-	245/290	240/265
150	360/-	270/330	265/300
185	385/-	290/360	285/335
240	435/-	320/395	315/380
300	460/-	350/425	340/420
400	485/-	370/450	-
500	505/-	-	-
625	525/-	-	-
800	550/-	-	-

* В числителе указаны токи для кабелей, расположенных в одной плоскости с расстоянием в свету 35-125 мм, в знаменателе - для кабелей, расположенных вплотную треугольником.

1.3.17. При смешанной прокладке кабелей допустимые длительные токи должны приниматься для участка трассы с наихудшими условиями охлаждения, если длина его более 10 м. Рекомендуется применять в указанных случаях кабельные вставки большего сечения.

1.3.18. При прокладке нескольких кабелей в земле (включая прокладку в трубах) допустимые длительные токи должны быть уменьшены путем введения коэффициентов, приведенных в табл. 1.3.26. При этом не должны учитываться резервные кабели.

Прокладка нескольких кабелей в земле с расстояниями между ними менее 100 мм в свету не рекомендуется.

1.3.19. Для масло- и газонаполненных одножильных бронированных кабелей, а также других кабелей новых конструкций допустимые длительные токи устанавливаются заводами-изготовителями.

1.3.20. Допустимые длительные токи для кабелей, прокладываемых в блоках, следует определять по эмпирической формуле

$$I = abcI_0,$$

где I_0 - допустимый длительный ток для трехжильного кабеля напряжением 10 кВ с медными или алюминиевыми жилами, определяемый по табл. 1.3.27; a - коэффициент, выбираемый по табл. 1.3.28 в зависимости от сечения и расположения кабеля в блоке; b - коэффициент, выбираемый в зависимости от напряжения кабеля:

Номинальное напряжение кабеля, кВ	До 3	6	10
Коэффициент b	1,09	1,05	1,0

c - коэффициент, выбираемый в зависимости от среднесуточной загрузки всего блока:

Среднесуточная нагрузка $S_{\text{ср.сут.}} / S_{\text{ном}}$	1	0,85	0,7
Коэффициент c	1	1,07	1,16

Таблица 1.3.25. Допустимый длительный ток для одножильных кабелей с алюминиевой жилой с бумажной пропитанной маслостойкой и нестекающей массой изоляции в свинцовой или алюминиевой оболочке, небронированных, прокладываемых в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток *, А, для кабелей напряжением, кВ		
	до 3	20	35
10	65/-	-	-
16	90/-	-	-
25	110/-	80/85	-
35	130/-	95/105	-
50	165/-	120/130	-
70	200/-	140/160	-
95	235/-	170/195	-
120	255/-	190/225	185/205
150	275/-	210/255	205/230
185	295/-	225/275	220/255
240	335/-	245/305	245/290
300	355/-	270/330	260/330
400	375/-	285/350	-
500	390/-	-	-
625	405/-	-	-
800	425/-	-	-

* В числителе указаны токи для кабелей, расположенных в одной плоскости с расстоянием в свету 35-125 мм, в знаменателе - для кабелей, расположенных вплотную треугольником.

Таблица 1.3.26. Поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)

Расстояние между кабелями в свету, мм	Коэффициент при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблица 1.3.27. Допустимый длительный ток для кабелей, кВ с медными или алюминиевыми жилами сечением 95 мм², прокладываемых в блоках

Группа	Конфигурация блоков	№ канала	Ток I , А для кабелей	
			мед-ных	алюми-ниевых
I		1	191	147
II		2	173	133
		3	167	129
III		2	154	119
IV		2	147	113
		3	138	106
V		2	143	110
		3	135	104
		4	131	101
VI		2	140	103
		3	132	102
		4	118	91
VII		2	136	105
		3	132	102
		4	119	92
VIII		2	135	104
		3	124	96
		4	104	80
IX		2	135	104
		3	118	91
		4	100	77
X		2	133	102
		3	116	90
		4	81	62
XI		2	129	99
		3	114	88
		4	79	55

Таблица 1.3.28. Поправочный коэффициент a на сечение кабеля

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Коэффициент для номера канала в блоке			
	1	2	3	4

25	0,44	0,46	0,47	0,51
35	0,54	0,57	0,57	0,60
50	0,67	0,69	0,69	0,71
70	0,81	0,84	0,84	0,85
95	1,00	1,00	1,00	1,00
120	1,14	1,13	1,13	1,12
150	1,33	1,30	1,29	1,26
185	1,50	1,46	1,45	1,38
240	1,78	1,70	1,68	1,55

Резервные кабели допускается прокладывать в незанумерованных каналах блока, если они работают, когда рабочие кабели отключены.

1.3.21. Допустимые длительные токи для кабелей, прокладываемых в двух параллельных блоках одинаковой конфигурации, должны уменьшаться путем умножения на коэффициенты, выбираемые в зависимости от расстояния между блоками:

Расстояние между блоками, мм	500	1000	1500	2000	2500	3000
Коэффициент	0,85	0,89	0,91	0,93	0,95	0,96

ДОПУСТИМЫЕ ДЛИТЕЛЬНЫЕ ТОКИ ДЛЯ НЕИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВ И ШИН

1.3.22. Допустимые длительные токи для неизолированных проводов и окрашенных шин приведены в табл. 1.3.29-1.3.35. Они приняты из расчета допустимой температуры их нагрева +70°C при температуре воздуха +25°C.

Для полых алюминиевых проводов марок ПА500 и ПА600 допустимый длительный ток следует принимать:

Марка провода	ПА500	ПА6000
Ток, А	1340	1680

1.3.23. При расположении шин прямоугольного сечения плашмя токи, приведенные в табл. 1.3.33, должны быть уменьшены на 5% для шин с шириной полос до 60 мм и на 8% для шин с шириной полос более 60 мм.

1.3.24. При выборе шин больших сечений необходимо выбирать наиболее экономичные по условиям пропускной способности конструктивные решения, обеспечивающие наименьшие добавочные потери от поверхностного эффекта и эффекта близости и наилучшие условия охлаждения (уменьшение количества полос в пакете, рациональная конструкция пакета, применение профильных шин и т.п.).

Таблица 1.3.29. Допустимый длительный ток для неизолированных проводов по ГОСТ 839-80

Номинальное сечение, мм ²	Сечение (алюминий/сталь), мм ²	Ток, А, для проводов марок					
		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А и АКП	М	А и АКП
		вне помещений	внутри помещений	вне помещений		внутри помещений	
10	10/1,8	84	53	95	-	60	-
16	16/2,7	111	79	133	105	102	75
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	35/6,2	175	135	223	170	173	130
50	50/8	210	165	275	215	219	165
70	70/11	265	210	337	265	268	210
95	95/16	330	260	422	320	341	255
120	120/19	390	313	485	375	395	300
	120/27	375	-				
	150/19	450	365	570	440	465	355
150	150/24	450	365				
185	150/34	450	-				
	185/24	520	430	650	500	540	410
	185/29	510	425				
	185/43	515	-				

240	240/32 240/39	605 610	505 505	760	590	685	490
300	240/56 300/39 300/48 300/66	610 710 690 680	- 600 585 -	880	680	740	570
330	330/27	730	-	-	-	-	-
400	400/22 400/51	830 825	713 705	1050	815	895	690
500	400/64 500/27 500/64	860 960 945	- 830 815	-	980	-	820
600	600/72	1050	920	-	1100	-	955
700	700/86	1180	1040	-	-	-	-

Таблица 1.3.30. Допустимый длительный ток для шин круглого и трубчатого сечений

Диаметр, мм	Круглые шины		Медные трубы		Алюминиевые трубы		Стальные трубы				
	Ток *, А		Внутренний и наружный диаметры, мм	Ток, А	Внутренний и наружный диаметры, мм	Ток, А	Условный проход, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр, мм	Переменный ток, А	
	медные	алюминиевые								без разреза	с продольным разрезом
6	155/155	120/120	12/15	340	13/16	295	8	2,8	13,5	75	-
7	195/195	150/150	14/18	460	17/20	345	10	2,8	17,0	90	-
8	235/235	180/180	16/20	505	18/22	425	15	3,2	21,3	118	-
10	320/320	245/245	18/22	555	27/30	500	20	3,2	26,8	145	-
12	415/415	320/320	20/24	600	26/30	575	25	4,0	33,5	180	-
14	505/505	390/390	22/26	650	25/30	640	32	4,0	42,3	220	-
15	565/565	435/435	25/30	830	36/40	765	40	4,0	48,0	255	-
16	610/615	475/475	29/34	925	35/40	850	50	4,5	60,0	320	-
18	720/725	560/560	35/40	1100	40/45	935	65	4,5	75,5	390	-
19	780/785	605/610	40/45	1200	45/50	1040	80	4,5	88,5	455	-
20	835/840	650/655	45/50	1330	50/55	1150	100	5,0	114	670	770
21	900/905	695/700	49/55	1580	54/60	1340	125	5,5	140	800	890
22	955/965	740/745	53/60	1860	64/70	1545	150	5,5	165	900	1000
25	1140/1165	885/900	62/70	2295	74/80	1770	-	-	-	-	-
27	1270/1290	980/1000	72/80	2610	72/80	2035	-	-	-	-	-
28	1325/1360	1025/1050	75/85	3070	75/85	2400	-	-	-	-	-
30	1450/1490	1120/1155	90/95	2460	90/95	1925	-	-	-	-	-
35	1770/1865	1370/1450	95/100	3060	90/100	2840	-	-	-	-	-
38	1960/2100	1510/1620	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2080/2260	1610/1750	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	2200/2430	1700/1870	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	2380/2670	1850/2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-

* В числителе приведены нагрузки при переменном токе, в знаменателе - при постоянном.

Таблица 1.3.31. Допустимый длительный ток для шин прямоугольного сечения

Размеры, мм	Медные шины				Алюминиевые шины				Стальные шины	
	Ток *, А, при количестве полос на полюс или фазу								Размеры, мм	Ток *, А
	1	2	3	4	1	2	3	4		
15x3	210	-	-	-	165	-	-	-	16x2,5	55/70
20x3	275	-	-	-	215	-	-	-	20x2,5	60/90
25x3	340	-	-	-	265	-	-	-	25x2,5	75/110
30x4	475	-	-	-	365/370	-	-	-	20x3	65/100
40x4	625	-/1090	-	-	480	-/855	-	-	25x3	80/120
40x5	700/705	-/1250	-	-	540/545	-/965	-	-	30x3	95/140
50x5	860/870	-/1525	-/1895	-	665/670	-/1180	-/1470	-	40x3	125/190
50x6	955/960	-/1700	-/2145	-	740/745	-/1315	-/1655	-	50x3	155/230
60x6	1125/1145	1740/1990	2240/2495	-	870/880	1350/1555	1720/1940	-	60x3	185/280

80x6	1480/1510	2110/2630	2720/3220	-	1150/1170	1630/2055	2100/2460	-	70x3	215/320
100x6	1810/1875	2470/3245	3170/3940	-	1425/1455	1935/2515	2500/3040	-	75x3	230/345
60x8	1320/1345	2160/2485	2790/3020	-	1025/1040	1680/1840	2180/2330	-	80x3	245/365
80x8	1690/1755	2620/3095	3370/3850	-	1320/1355	2040/2400	2620/2975	-	90x3	275/410
100x8	2080/2180	3060/3810	3930/4690	-	1625/1690	2390/2945	3050/3620	-	100x3	305/460
120x8	2400/2600	3400/4400	4340/5600	-	1900/2040	2650/3350	3380/4250	-	20x4	70/115
60x10	1475/1525	2560/2725	3300/3530	-	1155/1180	2010/2110	2650/2720	-	22x4	75/125
80x10	1900/1990	3100/3510	3990/4450	-	1480/1540	2410/2735	3100/3440	-	25x4	85/140
100x10	2310/2470	3610/4325	4650/5385	5300/6060	1820/1910	2860/3350	3650/4160	4150/4400	30x4	100/165
120x10	2650/2950	4100/5000	5200/6250	5900/6800	2070/2300	3200/3900	4100/4860	4650/5200	40x4	130/220
									50x4	165/270
									60x4	195/325
									70x4	225/375
									80x4	260/430
									90x4	290/480
									100x4	325/535

* В числителе приведены значения переменного тока, в знаменателе - постоянного.

Таблица 1.3.32. Допустимый длительный ток для неизолированных бронзовых и сталебронзовых проводов

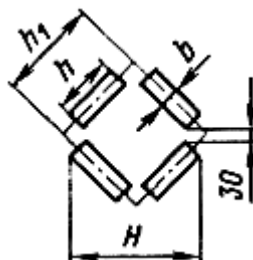
Провод	Марка провода	Ток *, А
Бронзовый	Б-50	215
	Б-70	265
	Б-95	330
	Б-120	380
	Б-150	430
	Б-185	500
	Б-240	600
Сталебронзовый	Б-300	700
	БС-185	515
	БС-240	640
	БС-300	750
	БС-400	890
	БС-500	980

* Токи даны для бронзы с удельным сопротивлением $\rho_{20} = 0,03 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$.

Таблица 1.3.33. Допустимый длительный ток для неизолированных стальных проводов

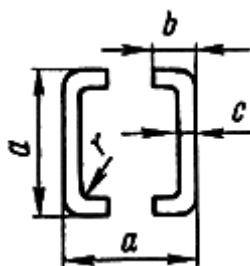
Марка провода	Ток, А	Марка провода	Ток, А
ПСО-3	23	ПС-25	60
ПСО-3,5	26	ПС-35	75
ПСО-4	30	ПС-50	90
ПСО-5	35	ПС-70	125
		ПС-95	135

Таблица 1.3.34. Допустимый длительный ток для четырехполосных шин с расположением полос по сторонам квадрата ("полый пакет")



Размеры, мм				Поперечное сечение четырёхполосной шины, мм ²	Ток, А, на пакет шин	
h	b	h_1	H		медных	алюминиевых
80	8	140	157	2560	5750	4550
80	10	144	160	3200	6400	5100
100	8	160	185	3200	7000	5550
100	10	164	188	4000	7700	6200
120	10	184	216	4800	9050	7300

Таблица 1.3.35. Допустимый длительный ток для шин коробчатого сечения



Размеры, мм				Поперечное сечение одной шины, мм ²	Ток, А, на две шины	
<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>r</i>		медные	алюминиевые
75	35	4	6	520	2730	-
75	35	5,5	6	695	3250	2670
100	45	4,5	8	775	3620	2820
100	45	6	8	1010	4300	3500
125	55	6,5	10	1370	5500	4640
150	65	7	10	1785	7000	5650
175	80	8	12	2440	8550	6430
200	90	10	14	3435	9900	7550
200	90	12	16	4040	10500	8830
225	105	12,5	16	4880	12500	10300
250	115	12,5	16	5450	-	10800

ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДНИКОВ ПО ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПЛОТНОСТИ ТОКА

1.3.25. Сечения проводников должны быть проверены по экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение S , мм², определяется из соотношения

$$S = \frac{I}{J_{\text{эк}}},$$

где I - расчетный ток в час максимума энергосистемы, А; $J_{\text{эк}}$ - нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², для заданных условий работы, выбираемое по табл. 1.3.36.

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного сечения. Расчетный ток принимается для нормального режима работы, т. е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывается.

1.3.26. Выбор сечений проводов линий электропередачи постоянного и переменного тока напряжением 330 кВ и выше, а также линий межсистемных связей и мощных жестких и гибких токопроводов, работающих с большим числом часов использования максимума, производится на основе технико-экономических расчетов.

1.3.27. Увеличение количества линий или цепей сверх необходимого по условиям надежности электроснабжения в целях удовлетворения экономической плотности тока производится на основе технико-экономического расчета. При этом во избежание увеличения количество линий или цепей допускается двукратное превышение нормированных значений, приведенных в табл. 1.3.36.

Таблица 1.3.36. Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0

Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

В технико-экономических расчетах следует учитывать все вложения в дополнительную линию, включая оборудование и камеры распределительных устройств на обоих концах линий. Следует также проверять целесообразность повышения напряжения линии.

Данными указаниями следует руководствоваться также при замене существующих проводов проводами большего сечения или при прокладке дополнительных линий для обеспечения экономической плотности тока при росте нагрузки. В этих случаях должна учитываться также полная стоимость всех работ по демонтажу и монтажу оборудования линии, включая стоимость аппаратов и материалов.

1.3.28. Проверке по экономической плотности тока не подлежат:

сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 кВ при числе часов использования максимума нагрузки предприятий до 4000-5000;

ответвления к отдельным электроприемникам напряжением до 1 кВ, а также осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий;

сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых распределительных устройств всех напряжений;

проводники, идущие к резисторам, пусковым реостатам и т. п.;

сети временных сооружений, а также устройства со сроком службы 3-5 лет.

1.3.29. При пользовании табл. 1.3.36 необходимо руководствоваться следующим (см. также 1.3.27):

1. При максимуме нагрузки в ночное время экономическая плотность тока увеличивается на 40%.

2. Для изолированных проводников сечением 16 мм^2 и менее экономическая плотность тока увеличивается на 40%.

3. Для линий одинакового сечения с n ответвляющимися нагрузками экономическая плотность тока в начале линии может быть увеличена в k_y раз, причем k_y определяется из выражения

$$k_y = \sqrt{\frac{J_1^2 L}{I_1^2 l_1 + I_2^2 l_2 + \dots + I_n^2 l_n}},$$

где I_1, I_2, \dots, I_n - нагрузки отдельных участков линии; l_1, l_2, \dots, l_n - длины отдельных участков линии; L - полная длина линии.

4. При выборе сечений проводников для питания n однотипных, взаиморезервируемых электроприемников (например, насосов водоснабжения, преобразовательных агрегатов и т. д.), из которых m одновременно находятся в работе, экономическая плотность тока может быть увеличена против значений, приведенных в табл. 1.3.36, в k_n раз, где k_n равно:

$$k_n = \sqrt{\frac{n}{m}}.$$

1.3.30. Сечение проводов ВЛ 35 кВ в сельской местности, питающих понижающие подстанции 35/6 - 10 кВ с трансформаторами с регулированием напряжения под нагрузкой, должно выбираться по экономической плотности тока. Расчетную нагрузку при выборе сечений проводов рекомендуется принимать на перспективу в 5 лет, считая от года ввода ВЛ в эксплуатацию. Для ВЛ 35 кВ, предназначенных для резервирования в сетях 35 кВ в сельской местности, должны применяться минимальные по длительно допустимому току сечения проводов, исходя из обеспечения питания потребителей электроэнергии в послеаварийных и ремонтных режимах.

1.3.31. Выбор экономических сечений проводов воздушных и жил кабельных линий, имеющих промежуточные отборы мощности, следует производить для каждого из участков, исходя из соответствующих расчетных токов участков. При этом для соседних участков допускается принимать одинаковое сечение провода, соответствующее экономическому для наиболее протяженного участка, если разница между значениями экономического сечения для этих участков находится в пределах одной ступени по шкале стандартных сечений. Сечения проводов на ответвлениях длиной до 1 км принимаются такими же, как на ВЛ, от которой производится ответвление. При большей длине ответвления экономическое сечение определяется по расчетной нагрузке этого ответвления.

1.3.32. Для линий электропередачи напряжением 6-20 кВ приведенные в табл. 1.3.36 значения плотности тока допускается применять лишь тогда, когда они не вызывают отклонения напряжения у приемников электроэнергии сверх допустимых пределов с учетом применяемых средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

ПРОВЕРКА ПРОВОДНИКОВ ПО УСЛОВИЯМ КОРОНЫ И РАДИОПОМЕХ

1.3.33. При напряжении 35 кВ и выше проводники должны быть проверены по условиям образования короны с учетом среднегодовых значений плотности и температуры воздуха на высоте расположения данной электроустановки над уровнем моря, приведенного радиуса проводника, а также коэффициента негладкости проводников.

При этом наибольшая напряженность поля у поверхности любого из проводников, определенная при среднем эксплуатационном напряжении, должна быть не более 0,9 начальной напряженности электрического поля, соответствующей появлению общей короны.

Проверку следует проводить в соответствии с действующими руководящими указаниями.

Кроме того, для проводников необходима проверка по условиям допустимого уровня радиопомех от короны.

Глава 1.4 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ПРОВОДНИКОВ ПО УСЛОВИЯМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.4.1. Настоящая глава Правил распространяется на выбор и применение по условиям КЗ электрических аппаратов и проводников в электроустановках переменного тока частотой 50 Гц, напряжением до и выше 1 кВ.

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1.4.2. По режиму КЗ должны проверяться (исключения см. в 1.4.3):

1. В электроустановках выше 1 кВ:

а) электрические аппараты, токопроводы, кабели и другие проводники, а также опорные и несущие конструкции для них;

б) воздушные линии электропередачи при ударном токе КЗ 50 кА и более для предупреждения схлестывания проводов при динамическом действии токов КЗ.

Кроме того, для линий с расщепленными проводами должны быть проверены расстояния между распорками расщепленных проводов для предупреждения повреждения распорок и проводов при схлестывании.

Провода ВЛ, оборудованные устройствами быстродействующего автоматического повторного включения, следует проверять и на термическую стойкость.

2. В электроустановках до 1 кВ - только распределительные щиты, токопроводы и силовые шкафы. Трансформаторы тока по режиму КЗ не проверяются.

Аппараты, которые предназначены для отключения токов КЗ или могут по условиям своей работы включать короткозамкнутую цепь, должны, кроме того, обладать способностью производить эти операции при всех возможных токах КЗ.

Стойкими при токах КЗ являются те аппараты и проводники, которые при расчетных условиях выдерживают воздействия этих токов, не подвергаясь электрическим, механическим и иным разрушениям или деформациям, препятствующим их дальнейшей нормальной эксплуатации.

1.4.3. По режиму КЗ при напряжении выше 1 кВ не проверяются:

1. Аппараты и проводники, защищенные плавкими предохранителями с вставками на номинальный ток до 60 А, - по электродинамической стойкости.

2. Аппараты и проводники, защищенные плавкими предохранителями независимо от их номинального тока и типа, - по термической стойкости.

Цепь считается защищенной плавким предохранителем, если его отключающая способность выбрана в соответствии с требованиями настоящих Правил и он способен отключить наименьший возможный аварийный ток в данной цепи.

3. Проводники в цепях к индивидуальным электроприемникам, в том числе к цеховым трансформаторам общей мощностью до 2,5 МВ·А и с высшим напряжением до 20 кВ, если соблюдены одновременно следующие условия:

а) в электрической или технологической части предусмотрена необходимая степень резервирования, выполненного так, что отключение указанных электроприемников не вызывает расстройств технологического процесса;

б) повреждение проводника при КЗ не может вызвать взрыва или пожара;

в) возможна замена проводника без значительных затруднений.

4. Проводники к индивидуальным электроприемникам, указанным в п. 3, а также к отдельным небольшим распределительным пунктам, если такие электроприемники и распределительные пункты являются неотвеченными по своему назначению и если для них выполнено хотя бы только условие, приведенное в п. 3, б.

5. Трансформаторы тока в цепях до 20 кВ, питающих трансформаторы или реактированные линии, в случаях, когда выбор трансформаторов тока по условиям КЗ требует такого завышения коэффициентов трансформации, при котором не может быть обеспечен необходимый класс точности присоединенных измерительных приборов (например, расчетных счетчиков); при этом на стороне высшего напряжения в цепях силовых трансформаторов рекомендуется избегать применения трансформаторов тока, не стойких к току КЗ, а приборы учета рекомендуется присоединять к трансформаторам тока на стороне низшего напряжения.

6. Провода ВЛ (см. также 1.4.2, п. 1, б).

7. Аппараты и шины цепей трансформаторов напряжения при расположении их в отдельной камере или за добавочным резистором, встроенным в предохранитель или установленным отдельно.

1.4.4. При выборе расчетной схемы для определения токов КЗ следует исходить из предусматриваемых для данной электроустановки условий длительной ее работы и не считаться с кратковременными видоизменениями схемы этой электроустановки, которые не предусмотрены для длительной эксплуатации (например, при переключениях). Ремонтные и послеаварийные режимы работы электроустановки к кратковременным изменениям схемы не относятся.

Расчетная схема должна учитывать перспективу развития внешних сетей и генерирующих источников, с которыми электрически связывается рассматриваемая установка, не менее чем на 5 лет от запланированного срока ввода ее в эксплуатацию.

При этом допустимо вести расчет токов КЗ приблизительно для начального момента КЗ.

1.4.5. В качестве расчетного вида КЗ следует принимать:

1. Для определения электродинамической стойкости аппаратов и жестких шин с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями - трехфазное КЗ.

2. Для определения термической стойкости аппаратов и проводников - трехфазное КЗ; на генераторном напряжении электростанций - трехфазное или двухфазное в зависимости от того, какое из них приводит к большему нагреву.

3. Для выбора аппаратов по коммутационной способности - по большему из значений, получаемых для случаев трехфазного и однофазного КЗ на землю (в сетях с большими токами замыкания на землю); если выключатель характеризуется двумя значениями коммутационной способности - трехфазной и однофазной - соответственно по обоим значениям.

1.4.6. Расчетный ток КЗ следует определять, исходя из условия повреждения в такой точке рассматриваемой цепи, при КЗ в которой аппараты и проводники этой цепи находятся в наиболее тяжелых условиях (исключения см. в 1.4.7 и 1.4.17, п. 3). Со случаями одновременного замыкания на землю различных фаз в двух разных точках схемы допустимо не считаться.

1.4.7. На реактированных линиях в закрытых распределительных устройствах проводники и аппараты, расположенные до реактора и отделенные от питающих сборных шин (на ответвлениях от линий - от элементов основной цепи) разделяющими полками, перекрытиями и

т. п., набираются по току КЗ за реактором, если последний расположен в том же здании и соединение выполнено шинами.

Шинные ответвления от сборных шин до разделяющих полок и проходные изоляторы в последних должны быть выбраны исходя из КЗ до реактора.

1.4.8. При расчете термической стойкости в качестве расчетного времени следует принимать сумму времен, получаемую от сложения времени действия основной защиты (с учетом действия АПВ), установленной у ближайшего к месту КЗ выключателя, и полного времени отключения этого выключателя (включая время горения дуги).

При наличии зоны нечувствительности у основной защиты (по току, напряжению, сопротивлению и т. п.) термическую стойкость необходимо дополнительно проверять, исходя из времени действия защиты, реагирующей на повреждение в этой зоне, плюс полное время отключения выключателя. При этом в качестве расчетного тока КЗ следует принимать то значение его, которое соответствует этому месту повреждения.

Аппаратура и токопроводы, применяемые в цепях генераторов мощностью 60 МВт и более, а также в цепях блоков генератор - трансформатор такой же мощности, должны проверяться по термической стойкости, исходя из времени прохождения тока КЗ 4 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА АППАРАТОВ И ПРОВОДНИКОВ

1.4.9. В электроустановках до 1 кВ и выше при определении токов КЗ для выбора аппаратов и проводников и определения воздействия на несущие конструкции следует исходить из следующего:

1. Все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки КЗ, работают одновременно с номинальной нагрузкой.

2. Все синхронные машины имеют автоматические регуляторы напряжения и устройства форсировки возбуждения.

3. Короткое замыкание наступает в такой момент времени, при котором ток КЗ будет иметь наибольшее значение.

4. Электродвижущие силы всех источников питания совпадают по фазе.

5. Расчетное напряжение каждой ступени принимается на 5% выше номинального напряжения сети.

6. Должно учитываться влияние на токи КЗ присоединенных к данной сети синхронных компенсаторов, синхронных и асинхронных электродвигателей. Влияние асинхронных электродвигателей на токи КЗ не учитывается при мощности электродвигателей до 100 кВт в единице, если электродвигатели отделены от места КЗ одной ступенью трансформации, а также при любой мощности, если они отделены от места КЗ двумя или более ступенями трансформации либо если ток от них может поступать к месту КЗ только через те элементы, через которые проходит основной ток КЗ от сети и которые имеют существенное сопротивление (линии, трансформаторы и т. п.).

1.4.10. В электроустановках выше 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, а также токопроводов. Активное сопротивление следует учитывать только для ВЛ с проводами малых сечений и стальными проводами, а также для протяженных кабельных сетей малых сечений с большим активным сопротивлением.

1.4.11. В электроустановках до 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать индуктивные и активные сопротивления всех элементов цепи, включая активные сопротивления переходных контактов цепи. Допустимо пренебречь сопротивлениями одного вида (активными или индуктивными), если при этом полное сопротивление цепи уменьшается не более чем на 10%.

1.4.12. В случае питания электрических сетей до 1 кВ от понижающих трансформаторов при расчете токов КЗ следует исходить из условия, что подведенное к трансформатору напряжение неизменно и равно его номинальному напряжению.

1.4.13. Элементы цепи, защищенной плавким предохранителем с токоограничивающим действием, следует проверять на электродинамическую стойкость по наибольшему мгновенному значению тока КЗ, пропускаемого предохранителем.

ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ И ИЗОЛЯТОРОВ, ПРОВЕРКА НЕСУЩИХ

КОНСТРУКЦИЙ ПО УСЛОВИЯМ ДИНАМИЧЕСКОГО ДЕЙСТВИЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

1.4.14. Усилия, действующие на жесткие шины и передающиеся ими на изоляторы и поддерживающие жесткие конструкции, следует рассчитывать по наибольшему мгновенному значению тока трехфазного КЗ i_y с учетом сдвига между токами в фазах и без учета механических колебаний шинной конструкции. В отдельных случаях (например, при предельных расчетных механических напряжениях) могут быть учтены механические колебания шин и шинных конструкций.

Импульсы силы, действующие на гибкие проводники и поддерживающие их изоляторы, выводы и конструкции, рассчитываются по среднеквадратическому (за время прохождения) току двухфазного замыкания между соседними фазами. При расщепленных проводниках и гибких токопроводах взаимодействие токов КЗ в проводниках одной и той же фазы определяется по действующему значению тока трехфазного КЗ.

Гибкие токопроводы должны проверяться на схлестывание.

1.4.15. Найденные расчетом в соответствии с 1.4.14 механические усилия, передающиеся при КЗ жесткими шинами на опорные и проходные изоляторы, должны составить в случае применения одиночных изоляторов не более 60% соответствующих гарантийных значений наименьшего разрушающего усилия; при спаренных опорных изоляторах - не более 100% разрушающего усилия одного изолятора.

При применении шин составных профилей (многополосные, из двух швеллеров и т. д.) механические напряжения находятся как арифметическая сумма напряжений от взаимодействия фаз и взаимодействия элементов каждой шины между собой.

Наибольшие механические напряжения в материале жестких шин не должны превосходить 0,7 временного сопротивления разрыву по ГОСТ.

ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ ПО УСЛОВИЯМ НАГРЕВА ПРИ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ

1.4.16. Температура нагрева проводников при КЗ должна быть не выше следующих предельно допустимых значений, °C:

Шины:

медные	300
алюминиевые	200
стальные, не имеющие непосредственного соединения с аппаратами ..	400
стальные с непосредственным присоединением к аппаратам	300

Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение, кВ:

до 10	200
20-220	125

Кабели и изолированные провода с медными и алюминиевыми жилами и изоляцией:

поливинилхлоридной и резиновой	150
полиэтиленовой	120

Медные неизолированные провода при тяжениях, Н/мм² :

менее 20	250
20 и более	200

Алюминиевые неизолированные провода при тяжениях, Н/мм² :

менее 10	200
10 и более	160

1.4.17. Проверка кабелей на нагрев токами КЗ в тех случаях, когда это требуется в соответствии с 1.4.2 и 1.4.3, должна производиться для:

- 1) одиночных кабелей одной строительной длины, исходя из КЗ в начале кабеля;
- 2) одиночных кабелей со ступенчатыми сечениями по длине, исходя из КЗ в начале каждого участка нового сечения;
- 3) пучка из двух и более параллельно включенных кабелей, исходя из КЗ непосредственно за пучком (по сквозному току КЗ).

1.4.18. При проверке на термическую стойкость аппаратов и проводников линий, оборудованных устройствами быстродействующего АПВ, должно учитываться повышение нагрева из-за увеличения суммарной продолжительности прохождения тока КЗ по таким линиям.

Расщепленные провода ВЛ при проверке на нагрев в условиях КЗ рассматриваются как один провод суммарного сечения.

ВЫБОР АППАРАТОВ ПО КОММУТАЦИОННОЙ СПОСОБНОСТИ

1.4.19. Выключатели выше 1 кВ следует выбирать:

- 1) по отключающей способности с учетом параметров восстанавливающегося напряжения;
- 2) по включающей способности. При этом выключатели генераторов, установленные на стороне генераторного напряжения, проверяются только на несинхронное включение в условиях противофазы.

1.4.20. Предохранители следует выбирать по отключающей способности. При этом в качестве расчетного тока следует принимать действующее значение периодической составляющей начального тока КЗ без учета токоограничивающей способности предохранителей.

1.4.21. Выключатели нагрузки и короткозамыкатели следует выбирать по предельно допустимому току, возникающему при включении на КЗ.

1.4.22. Отделители и разъединители не требуется проверять по коммутационной способности при КЗ. При использовании отделителей и разъединителей для отключения-включения ненагруженных линий, ненагруженных трансформаторов или уравнильных токов параллельных цепей отделители и разъединители следует проверять по режиму такого отключения-включения.

Глава 1.5 УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ

1.5.1. Настоящая глава Правил содержит требования к учету электроэнергии в электроустановках. Дополнительные требования к учету электроэнергии в жилых и общественных зданиях приведены в гл. 7.1.

1.5.2. Расчетным учетом электроэнергии называется учет выработанной, а также отпущенной потребителям электроэнергии для денежного расчета за нее.

Счетчики, устанавливаемые для расчетного учета, называются расчетными счетчиками.

1.5.3. Техническим (контрольным) учетом электроэнергии называется учет для контроля расхода электроэнергии внутри электростанций, подстанций, предприятий, в зданиях, квартирах и т. п.

Счетчики, устанавливаемые для технического учета, называются счетчиками технического учета.

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1.5.4. Учет активной электроэнергии должен обеспечивать определение количества энергии:

- 1) выработанной генераторами электростанций;
- 2) потребленной на собственные и хозяйственные (раздельно) нужды электростанций и подстанций;

3) отпущенной потребителям по линиям, отходящим от шин электростанции непосредственно к потребителям;

4) переданной в другие энергосистемы или полученной от них;

5) отпущенной потребителям из электрической сети.

Кроме того, учет активной электроэнергии должен обеспечивать возможность: определения поступления электроэнергии в электрические сети разных классов напряжений энергосистемы;

составления балансов электроэнергии для хозяйственных подразделений энергосистемы;

контроля за соблюдением потребителями заданных им режимов потребления и баланса электроэнергии.

1.5.5. Учет реактивной электроэнергии должен обеспечивать возможность определения количества реактивной электроэнергии, полученной потребителем от электроснабжающей организации или переданной ей, только в том случае, если по этим данным производятся расчеты или контроль соблюдения заданного режима работы компенсирующих устройств.

ПУНКТЫ УСТАНОВКИ СРЕДСТВ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1.5.6. Счетчики для расчета электроснабжающей организации с потребителями электроэнергии рекомендуется устанавливать на границе раздела сети (по балансовой принадлежности) электроснабжающей организации и потребителя.

1.5.7. Расчетные счетчики активной электроэнергии на электростанции должны устанавливаться:

1) для каждого генератора с таким расчетом, чтобы учитывалась вся выработанная генератором электроэнергия;

2) для всех присоединений шин генераторного напряжения, по которым возможна реверсивная работа, - по два счетчика со стопорами;

3) для межсистемных линий электропередачи - два счетчика со стопорами, учитывающих отпущенную и полученную электроэнергию;

4) для линий всех классов напряжений, отходящих от шин электростанций и принадлежащих потребителям (см. также 1.5.10).

Для линий до 10 кВ, отходящих от шин электростанций, во всех случаях должны быть выполнены цепи учета, сборки зажимов (см. 1.5.23), а также предусмотрены места для установки счетчиков;

5) для всех трансформаторов и линий, питающих шины основного напряжения (выше 1 кВ) собственных нужд (СН).

Счетчики устанавливаются на стороне высшего напряжения; если трансформаторы СН электростанции питаются от шин 35 кВ и выше или ответвлением от блоков на напряжении выше 10 кВ, допускается установка счетчиков на стороне низшего напряжения трансформаторов;

6) для линий хозяйственных нужд (например, питание механизмов и установок ремонтно-производственных баз) и посторонних потребителей, присоединенных к распределительному устройству СН электростанций;

7) для каждого обходного выключателя или для шиносоединительного (междусекционного) выключателя, используемого в качестве обходного для присоединений, имеющих расчетный учет, - два счетчика со стопорами.

На электростанциях, оборудуемых системами централизованного сбора и обработки информации, указанные системы следует использовать для централизованного расчетного и технического учета электроэнергии. На остальных электростанциях рекомендуется применение автоматизированной системы учета электроэнергии.

1.5.8. На электростанциях мощностью до 1 МВт расчетные счетчики активной электроэнергии должны устанавливаться только для генераторов и трансформаторов СН или только для трансформаторов СН и отходящих линий.

1.5.9. Расчетные счетчики активной электроэнергии на подстанции энергосистемы должны устанавливаться:

1) для каждой отходящей линии электропередачи, принадлежащей потребителям (см. также 1.5.10);

2) для межсистемных линий электропередачи - по два счетчика со стопорами, учитывающих отпущенную и полученную электроэнергию; при наличии ответвлений от этих линий в другие

энергосистемы - по два счетчика со стопорами, учитывающих полученную и отпущенную электроэнергию, на вводах в подстанции этих энергосистем;

3) на трансформаторах СН;

4) для линий хозяйственных нужд или посторонних потребителей (поселок и т. п.), присоединенных к шинам СН.

5) для каждого обходного выключателя или для шиносоединительного (междусекционного) выключателя, используемого в качестве обходного для присоединений, имеющих расчетный учет, - два счетчика со стопорами.

Для линий до 10 кВ во всех случаях должны быть выполнены цепи учета, сборки зажимов (см. 1.5.23), а также предусмотрены места для установки счетчиков.

1.5.10. Расчетные счетчики, предусматриваемые в соответствии с 1.5.7, п. 4 и 1.5.9, п. 1, допускается устанавливать не на питающем, а на приемном конце линии у потребителя в случаях, когда трансформаторы тока на электростанциях и подстанциях, выбранные по току КЗ или по характеристикам дифференциальной защиты шин, не обеспечивают требуемой точности учета электроэнергии.

1.5.11. Расчетные счетчики активной электроэнергии на подстанции, принадлежащей потребителю, должны устанавливаться:

1) на вводе (приемном конце) линии электропередачи в подстанцию потребителя в соответствии с 1.5.10 при отсутствии электрической связи с другой подстанцией энергосистемы или другого потребителя на питающем напряжении;

2) на стороне высшего напряжения трансформаторов подстанции потребителя при наличии электрической связи с другой подстанцией энергосистемы или наличии другого потребителя на питающем напряжении.

Допускается установка счетчиков на стороне низшего напряжения трансформаторов в случаях, когда трансформаторы тока, выбранные по току КЗ или по характеристикам дифференциальной защиты шин, не обеспечивают требуемой точности учета электроэнергии, а также когда у имеющихся встроенных трансформаторов тока отсутствует обмотка класса точности 0,5.

В случае, когда установка дополнительных комплектов трансформаторов тока со стороны низшего напряжения силовых трансформаторов для включения расчетных счетчиков невозможна (КРУ, КРУН), допускается организация учета на отходящих линиях 6-10 кВ.

Для предприятия, рассчитывающегося с электроснабжающей организацией по максимуму заявленной мощности, следует предусматривать установку счетчика с указателем максимума нагрузки при наличии одного пункта учета, при наличии двух или более пунктов учета - применение автоматизированной системы учета электроэнергии;

3) на стороне среднего и низшего напряжений силовых трансформаторов, если на стороне высшего напряжения применение измерительных трансформаторов не требуется для других целей;

4) на трансформаторах СН, если электроэнергия, отпущенная на собственные нужды, не учитывается другими счетчиками; при этом счетчики рекомендуется устанавливать со стороны низшего напряжения;

5) на границе раздела основного потребителя и постороннего потребителя (субабонента), если от линии или трансформаторов потребителей питается еще посторонний потребитель, находящийся на самостоятельном балансе.

Для потребителей каждой тарификационной группы следует устанавливать отдельные расчетные счетчики.

1.5.12. Счетчики реактивной электроэнергии должны устанавливаться:

1) на тех же элементах схемы, на которых установлены счетчики активной электроэнергии для потребителей, рассчитывающихся за электроэнергию с учетом разрешенной к использованию реактивной мощности;

2) на присоединениях источников реактивной мощности потребителей, если по ним производится расчет за электроэнергию, выданную в сеть энергосистемы, или осуществляется контроль заданного режима работы.

Если со стороны предприятия с согласия энергосистемы производится выдача реактивной электроэнергии в сеть энергосистемы, необходимо устанавливать два счетчика реактивной электроэнергии со стопорами в тех элементах схемы, где установлен расчетный счетчик активной электроэнергии. Во всех других случаях должен устанавливаться один счетчик реактивной электроэнергии со стопором.

Для предприятия, рассчитывающегося с энергоснабжающей организацией по максимуму разрешенной реактивной мощности, следует предусматривать установку счетчика с указателем максимума нагрузки, при наличии двух или более пунктов учета - применение автоматизированной системы учета электроэнергии.

ТРЕБОВАНИЯ К РАСЧЕТНЫМ СЧЕТЧИКАМ

1.5.13. Каждый установленный расчетный счетчик должен иметь на винтах, крепящих кожух счетчика, пломбы с клеймом госповерителя, а на зажимной крышке - пломбу энергоснабжающей организации.

На вновь устанавливаемых трехфазных счетчиках должны быть пломбы государственной поверки с давностью не более 12 мес., а на однофазных счетчиках - с давностью не более 2 лет.

1.5.14. Учет активной и реактивной электроэнергии трехфазного тока должен производиться с помощью трехфазных счетчиков.

1.5.15. Допустимые классы точности расчетных счетчиков активной электроэнергии для различных объектов учета приведены ниже:

Генераторы мощностью более 50 МВт, межсистемные линии электропередачи 220 кВ и выше, трансформаторы мощностью 63 МВ·А и более	0,5 (0,7)*
Генераторы мощностью 12-50 МВт, межсистемные линии электропередачи 110-150 кВ, трансформаторы мощностью 10-40 МВ·А	1,0
Прочие объекты учета	2,0

*Значение, указанное в скобках, относится к импортируемым счетчикам.

Класс точности счетчиков реактивной электроэнергии должен выбираться на одну ступень ниже соответствующего класса точности счетчиков активной электроэнергии.

УЧЕТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

1.5.16. Класс точности трансформаторов тока и напряжения для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не более 0,5. Допускается использование трансформаторов напряжения класса точности 1,0 для включения расчетных счетчиков класса точности 2,0.

Для присоединения счетчиков технического учета допускается использование трансформаторов тока класса точности 1,0, а также встроенных трансформаторов тока класса точности ниже 1,0, если для получения класса точности 1,0 требуется установка дополнительных комплектов трансформаторов тока.

Трансформаторы напряжения, используемые для присоединения счетчиков технического учета, могут иметь класс точности ниже 1,0.

1.5.17. Допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5%.

1.5.18. Присоединение токовых обмоток счетчиков к вторичным обмоткам трансформаторов тока следует проводить, как правило, отдельно от цепей защиты и совместно с электроизмерительными приборами.

Допускается производить совместное присоединение токовых цепей, если раздельное их присоединение требует установки дополнительных трансформаторов тока, а совместное присоединение не приводит к снижению класса точности и надежности цепей трансформаторов тока, служащих для учета, и обеспечивает необходимые характеристики устройств релейной защиты.

Использование промежуточных трансформаторов тока для включения расчетных счетчиков запрещается (исключение см. в 1.5.21).

1.5.19. Нагрузка вторичных обмоток измерительных трансформаторов, к которым присоединяются счетчики, не должна превышать номинальных значений.

Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков должны выбираться такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25%

номинального напряжения при питании от трансформаторов напряжения класса точности 0,5 и не более 0,5% при питании от трансформаторов напряжения класса точности 1,0. Для обеспечения этого требования допускается применение отдельных кабелей от трансформаторов напряжения до счетчиков.

Потери напряжения от трансформаторов напряжения до счетчиков технического учета должны составлять не более 1,5% номинального напряжения.

1.5.20. Для присоединения расчетных счетчиков на линиях электропередачи 110 кВ и выше допускается установка дополнительных трансформаторов тока (при отсутствии вторичных обмоток для присоединения счетчиков, для обеспечения работы счетчика в требуемом классе точности, по условиям нагрузки на вторичные обмотки и т. п.). См. также 1.5.18.

1.5.21. Для обходных выключателей 110 и 220 кВ со встроенными трансформаторами тока допускается снижение класса точности этих трансформаторов тока на одну ступень по отношению к указанному в 1.5.16.

Для обходного выключателя 110 кВ и шиносоединительного (междусекционного) выключателя 110 кВ, используемого в качестве обходного, с отдельно стоящими трансформаторами тока (имеющими не более трех вторичных обмоток) допускается включение токовых цепей счетчика совместно с цепями защиты при использовании промежуточных трансформаторов тока класса точности не более 0,5; при этом допускается снижение класса точности трансформаторов тока на одну ступень.

Такое же включение счетчиков и снижение класса точности трансформаторов тока допускается для шиносоединительного (междусекционного) выключателя на напряжение 220 кВ, используемого в качестве обходного, с отдельно стоящими трансформаторами тока и на напряжение 110-220 кВ со встроенными трансформаторами тока.

1.5.22. Для питания цепей счетчиков могут применяться как однофазные, так и трехфазные трансформаторы напряжения, в том числе четырех- и пятистержневые, применяемые для контроля изоляции.

1.5.23. Цепи учета следует выводить на самостоятельные сборки зажимов или секции в общем ряду зажимов. При отсутствии сборок с зажимами необходимо устанавливать испытательные блоки.

Зажимы должны обеспечивать закорачивание вторичных цепей трансформаторов тока, отключение токовых цепей счетчика и цепей напряжения в каждой фазе счетчиков при их замене или проверке, а также включение образцового счетчика без отсоединения проводов и кабелей.

Конструкция сборок и коробок зажимов расчетных счетчиков должна обеспечивать возможность их пломбирования.

1.5.24. Трансформаторы напряжения, используемые только для учета и защищенные на стороне высшего напряжения предохранителями, должны иметь контроль целости предохранителей.

1.5.25. При нескольких системах шин и присоединении каждого трансформатора напряжения только к своей системе шин должно быть предусмотрено устройство для переключения цепей счетчиков каждого присоединения на трансформаторы напряжения соответствующих систем шин.

1.5.26. На подстанциях потребителей конструкция решеток и дверей камер, в которых установлены предохранители на стороне высшего напряжения трансформаторов напряжения, используемых для расчетного учета, должна обеспечивать возможность их пломбирования.

Рукоятки приводов разъединителей трансформаторов напряжения, используемых для расчетного учета, должны иметь приспособления для их пломбирования.

УСТАНОВКА СЧЕТЧИКОВ И ЭЛЕКТРОПРОВОДКА К НИМ

1.5.27. Счетчики должны размещаться в легко доступных для обслуживания сухих помещениях, в достаточно свободном и не стесненном для работы месте с температурой в зимнее время не ниже 0°C.

Счетчики общепромышленного исполнения не разрешается устанавливать в помещениях, где по производственным условиям температура может часто превышать +40°C, а также в помещениях с агрессивными средами.

Допускается размещение счетчиков в неотапливаемых помещениях и коридорах распределительных устройств электростанций и подстанций, а также в шкафах наружной установки. При этом должно быть предусмотрено стационарное их утепление на зимнее время

посредством утепляющих шкафов, колпаков с подогревом воздуха внутри них электрической лампой или нагревательным элементом для обеспечения внутри колпака положительной температуры, но не выше +20°C.

1.5.28. Счетчики, предназначенные для учета электроэнергии, вырабатываемой генераторами электростанций, следует устанавливать в помещениях со средней температурой окружающего воздуха +15° +25°C. При отсутствии таких помещений счетчики рекомендуется помещать в специальных шкафах, где должна поддерживаться указанная температура в течение всего года.

1.5.29. Счетчики должны устанавливаться в шкафах, камерах комплектных распределительных устройствах (КРУ, КРУП), на панелях, щитах, в нишах, на стенах, имеющих жесткую конструкцию.

Допускается крепление счетчиков на деревянных, пластмассовых или металлических щитах.

Высота от пола до коробки зажимов счетчиков должна быть в пределах 0,8-1,7 м. Допускается высота менее 0,8 м, но не менее 0,4 м.

1.5.30. В местах, где имеется опасность механических повреждений счетчиков или их загрязнения, или в местах, доступных для посторонних лиц (проходы, лестничные клетки и т. п.), для счетчиков должен предусматриваться запирающийся шкаф с окошком на уровне циферблата. Аналогичные шкафы должны устанавливаться также для совместного размещения счетчиков и трансформаторов тока при выполнении учета на стороне низшего напряжения (на вводе у потребителей).

1.5.31. Конструкции и размеры шкафов, ниш, щитков и т. п. должны обеспечивать удобный доступ к зажимам счетчиков и трансформаторов тока. Кроме того, должна быть обеспечена возможность удобной замены счетчика и установки его с уклоном не более 1°. Конструкция его крепления должна обеспечивать возможность установки и съема счетчика с лицевой стороны.

1.5.32. Электропроводки к счетчикам должны отвечать требованиям, приведенным в гл. 2.1 и 3.4.

1.5.33. В электропроводке к расчетным счетчикам наличие паяк не допускается.

1.5.34. Сечения проводов и кабелей, присоединяемых к счетчикам, должны приниматься в соответствии с 3.4.4 (см. также 1.5.19).

1.5.35. При монтаже электропроводки для присоединения счетчиков непосредственного включения около счетчиков необходимо оставлять концы проводов длиной не менее 120 мм. Изоляция или оболочка нулевого провода на длине 100 мм перед счетчиком должна иметь отличительную окраску.

1.5.36. Для безопасной установки и замены счетчиков в сетях напряжением до 380 В должна предусматриваться возможность отключения счетчика установленными до него на расстоянии не более 10 м коммутационным аппаратом или предохранителями. Снятие напряжения должно предусматриваться со всех фаз, присоединяемых к счетчику.

Трансформаторы тока, используемые для присоединения счетчиков на напряжении до 380 В, должны устанавливаться после коммутационных аппаратов по направлению потока мощности.

1.5.37. Заземление (зануление) счетчиков и трансформаторов тока должно выполняться в соответствии с требованиями гл. 1.7. При этом заземляющие и нулевые защитные проводники от счетчиков и трансформаторов тока напряжением до 1 кВ до ближайшей сборки зажимов должны быть медными.

1.5.38. При наличии на объекте нескольких присоединений с отдельным учетом электроэнергии на панелях счетчиков должны быть надписи наименований присоединений.

ТЕХНИЧЕСКИЙ УЧЕТ

1.5.39. На тепловых и атомных электростанциях с агрегатами (блоками), не оборудованными информационными или управляющими вычислительными машинами, следует устанавливать стационарные или применять инвентарные переносные счетчики технического учета в системе СН для возможности расчетов технико-экономических показателей. При этом установка счетчиков активной электроэнергии должна производиться в цепях электродвигателей, питающихся от шин распределительного устройства основного напряжения (выше 1 кВ) собственных нужд, и в цепях всех трансформаторов, питающихся от этих шин.

1.5.40. На электростанциях с поперечными связями (имеющих общий паропровод) должна предусматриваться на стороне генераторного напряжения превышающих трансформаторов техническая возможность установки (в условиях эксплуатации) счетчиков технического учета активной электроэнергии, используемых для контроля правильности работы расчетных генераторных счетчиков.

1.5.41. Счетчики активной электроэнергии для технического учета следует устанавливать на подстанциях напряжением 35 кВ и выше энергосистем: на сторонах среднего и низшего напряжений силовых трансформаторов; на каждой отходящей линии электропередачи 6 кВ и выше, находящейся на балансе энергосистемы.

Счетчики реактивной электроэнергии для технического учета следует устанавливать на сторонах среднего и низшего напряжений силовых трансформаторов подстанций 35 кВ и выше энергосистем.

Указанные требования к установке счетчиков электроэнергии подлежат реализации по мере обеспечения счетчиками.

1.5.42. На предприятиях следует предусматривать техническую возможность установки (в условиях эксплуатации) стационарных или применения инвентарных переносных счетчиков для контроля за соблюдением лимитов расхода электроэнергии цехами, технологическими линиями, отдельными энергоемкими агрегатами, для определения расхода электроэнергии на единицу продукции или полуфабриката.

Допускается установка счетчиков технического учета на вводе предприятия, если расчетный учет с этим предприятием ведется по счетчикам, установленным на подстанциях или электростанциях энергосистем.

На установку и снятие счетчиков технического учета на предприятиях разрешения энергоснабжающей организации не требуется.

1.5.43. Приборы технического учета на предприятиях (счетчики и измерительные трансформаторы) должны находиться в ведении самих потребителей и должны удовлетворять требованиям 1.5.13 (за исключением требования о наличии пломбы энергоснабжающей организации), 1.5.14 и 1.5.15.

1.5.44. Классы точности счетчиков технического учета активной электроэнергии должны соответствовать значениям, приведенным ниже:

Для линий электропередачи с двусторонним питанием напряжением 220 кВ и выше, трансформаторов мощностью 63 МВ·А и более	1,0
Для прочих объектов учета	2,0

Классы точности счетчиков технического учета реактивной электроэнергии допускается выбирать на одну ступень ниже соответствующего класса точности счетчиков технического учета активной электроэнергии.

Глава 1.6

ИЗМЕРЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.6.1. Настоящая глава Правил распространяется на измерения электрических величин, осуществляемых при помощи стационарных средств (показывающих, регистрирующих, фиксирующих и др.).

Правила не распространяются на лабораторные измерения и на измерения, осуществляемые с помощью переносных приборов.

Измерения неэлектрических величин, а также измерения других электрических величин, не регламентированных Правилами, требуемые в связи с особенностями технологического процесса или основного оборудования, выполняются на основании соответствующих нормативных документов.

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1.6.2. Средства измерений электрических величин должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- 1) класс точности измерительных приборов должен быть не хуже 2,5;
- 2) классы точности измерительных шунтов, добавочных резисторов, трансформаторов и преобразователей должны быть не хуже приведенных в табл. 1.6.1.
- 3) пределы измерения приборов должны выбираться с учетом возможных наибольших длительных отклонений измеряемых величин от номинальных значений.

1.6.3. Установка измерительных приборов должна, как правило, производиться в пунктах, откуда осуществляется управление.

Таблица 1.6.1. Классы точности средств измерений

Класс точности прибора	Класс точности шунта, добавочного резистора	Класс точности измерительного преобразователя	Класс точности измерительного трансформатора
1,0	0,5	0,5	0,5
1,5	0,5	0,5*	0,5*
2,5	0,5	1,0	1,0**

* Допускается 1,0.

** Допускается 3,0.

На подстанциях и гидроэлектростанциях без постоянного дежурства оперативного персонала допускается не устанавливать стационарные показывающие приборы, при этом должны быть предусмотрены места для присоединения переносных приборов специально обученным персоналом.

1.6.4. Измерения на линиях электропередачи 330 кВ и выше, а также на генераторах и трансформаторах должны производиться непрерывно.

На генераторах и трансформаторах гидроэлектростанций допускается производить измерения периодически с помощью средств централизованного контроля.

Допускается производить измерения "по вызову" на общий для нескольких присоединений (за исключением указанных в первом абзаце) комплект показывающих приборов, а также применять другие средства централизованного контроля.

1.6.5. При установке регистрирующих приборов в оперативном контуре пункта управления допускается не устанавливать показывающие приборы для непрерывного измерения тех же величин.

ИЗМЕРЕНИЕ ТОКА

1.6.6. Измерение тока должно производиться в цепях всех напряжений, где оно необходимо для систематического контроля технологического процесса или оборудования.

1.6.7. Измерение постоянного тока должно производиться в цепях:

- 1) генераторов постоянного тока и силовых преобразователей;
- 2) аккумуляторных батарей, зарядных, подзарядных и разрядных устройств;
- 3) возбуждения синхронных генераторов, компенсаторов, а также электродвигателей с регулируемым возбуждением.

Амперметры постоянного тока должны иметь двусторонние шкалы, если возможно изменение направления тока.

1.6.8. В цепях переменного трехфазного тока следует, как правило, измерять ток одной фазы.

Измерение тока каждой фазы должно производиться:

- 1) для синхронных турбогенераторов мощностью 12 МВт и более;
- 2) для линий электропередачи с пофазным управлением, линий с продольной компенсацией и линий, для которых предусматривается возможность длительной работы в неполнофазном режиме; в обоснованных случаях может быть предусмотрено измерение тока каждой фазы линий электропередачи 330 кВ и выше с трехфазным управлением;
- 3) для дуговых электропечей.

ИЗМЕРЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

1.6.9. Измерение напряжения, как правило, должно производиться:

- 1) на секциях сборных шин постоянного и переменного тока, которые могут работать раздельно.

Допускается установка одного прибора с переключением на несколько точек измерения.

На подстанциях допускается измерять напряжение только на стороне низшего напряжения, если установка трансформаторов напряжения на стороне высшего напряжения не требуется для других целей;

2) в цепях генераторов постоянного и переменного тока, синхронных компенсаторов, а также в отдельных случаях в цепях агрегатов специального назначения.

При автоматизированном пуске генераторов или других агрегатов установка на них приборов для непрерывного измерения напряжения не обязательна;

3) в цепях возбуждения синхронных машин мощностью 1 МВт и более. В цепях возбуждения гидрогенераторов измерение не обязательно;

4) в цепях силовых преобразователей, аккумуляторных батарей, зарядных и подзарядных устройств;

5) в цепях дугогасящих реакторов.

1.6.10. В трехфазных сетях производится измерение, как правило, одного междуфазного напряжения. В сетях напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью допускается измерение трех междуфазных напряжений для контроля исправности цепей напряжением одним прибором (с переключением).

1.6.11. Должна производиться регистрация значений одного междуфазного напряжения сборных шин 110 кВ и выше (либо отклонения напряжения от заданного значения) электростанций и подстанций, по напряжению на которых ведется режим энергосистемы.

КОНТРОЛЬ ИЗОЛЯЦИИ

1.6.12. В сетях переменного тока выше 1 кВ с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью, в сетях переменного тока до 1 кВ с изолированной нейтралью и в сетях постоянного тока с изолированными полюсами или с изолированной средней точкой, как правило, должен выполняться автоматический контроль изоляции, действующий на сигнал при снижении сопротивления изоляции одной из фаз (или полюса) ниже заданного значения, с последующим контролем асимметрии напряжения при помощи показывающего прибора (с переключением).

Допускается осуществлять контроль изоляции путем периодических измерений напряжений с целью визуального контроля асимметрии напряжения.

ИЗМЕРЕНИЕ МОЩНОСТИ

1.6.13. Измерение мощности должно производиться в цепях:

1) генераторов - активной и реактивной мощности.

При установке на генераторах мощностью 100 МВт и более щитовых показывающих приборов их класс точности должен быть не хуже 1,0.

На электростанциях мощностью 200 МВт и более должна также измеряться суммарная активная мощность.

Рекомендуется измерять суммарную активную мощность электростанций мощностью менее 200 МВт при необходимости автоматической передачи этого параметра на вышестоящий уровень оперативного управления;

2) конденсаторных батарей мощностью 25 Мвар и более и синхронных компенсаторов - реактивной мощности;

3) трансформаторов и линий, питающих СН напряжением 6 кВ и выше тепловых электростанций, - активной мощности;

4) повышающих двухобмоточных трансформаторов электростанций - активной и реактивной мощности. В цепях повышающих трехобмоточных трансформаторов (или автотрансформаторов с использованием обмотки низшего напряжения) измерение активной и реактивной мощности должно производиться со стороны среднего и низшего напряжений.

Для трансформатора, работающего в блоке с генератором, измерение мощности со стороны низшего напряжения следует производить в цепи генератора;

5) понижающих трансформаторов 220 кВ и выше - активной и реактивной, напряжением 110-150 кВ - активной мощности.

В цепях понижающих двухобмоточных трансформаторов измерение мощности должно производиться со стороны низшего напряжения, а в цепях понижающих трехобмоточных трансформаторов - со стороны среднего и низшего напряжений.

На подстанциях 110-220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения измерение мощности допускается не выполнять. При этом должны предусматриваться места для присоединения контрольных показывающих или регистрирующих приборов;

6) линий напряжением 110 кВ и выше с двусторонним питанием, а также обходных выключателей - активной и реактивной мощности;

7) на других элементах подстанций, где для периодического контроля режимов сети необходимы измерения перетоков активной и реактивной мощности, должна предусматриваться возможность присоединения контрольных переносных приборов.

1.6.14. При установке щитовых показывающих приборов в цепях, в которых направление мощности может изменяться, эти приборы должны иметь двустороннюю шкалу.

1.6.15. Должна производиться регистрация:

- 1) активной мощности турбогенераторов (мощностью 60 МВт и более);
- 2) суммарной мощности электростанций (мощностью 200 МВт и более).

ИЗМЕРЕНИЕ ЧАСТОТЫ

1.6.16. Измерение частоты должно производиться:

- 1) на каждой секции шин генераторного напряжения;
- 2) на каждом генераторе блочной тепловой или атомной электростанций;
- 3) на каждой системе (секции) шин высшего напряжения электростанции;
- 4) в узлах возможного деления энергосистемы на несинхронно работающие части.

1.6.17. Регистрация частоты или ее отклонения от заданного значения должна производиться:

- 1) на электростанциях мощностью 200 МВт и более;
- 2) на электростанциях мощностью 6 МВт и более, работающих изолированно.

1.6.18. Абсолютная погрешность регистрирующих частотомеров на электростанциях, участвующих в регулировании мощности, должна быть не более $\pm 0,1$ Гц.

ИЗМЕРЕНИЯ ПРИ СИНХРОНИЗАЦИИ

1.6.19. Для измерений при точной (ручной или полуавтоматической) синхронизации должны предусматриваться следующие приборы: два вольтметра (или двойной вольтметр); два частотомера (или двойной частотомер); синхроскоп.

РЕГИСТРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

1.6.20. Для автоматической регистрации аварийных процессов в электрической части энергосистемы должны предусматриваться автоматические осциллографы.

Расстановку автоматических осциллографов на объектах, а также выбор регистрируемых ими электрических параметров, как правило, следует производить в соответствии с рекомендациями, приведенными в табл. 1.6.2 и 1.6.3.

По согласованию с энергосистемами (районными энергетическими управлениями) могут предусматриваться регистрирующие приборы с ускоренной записью при аварии (для регистрации электрических параметров, не контролируемых с помощью автоматических осциллографов).

**Таблица 1.6.2. Рекомендации по расстановке автоматических
аварийных осциллографов на объектах энергосистем**

Напряжение распределительного устройства, кВ	Схема распределительного устройства	Количество линий, подключенных к секции (системе шин) распределительного устройства	Количество устанавливаемых осциллографов
750	Любая	Любое	Один для каждой линии (предпочтительно с записью предаварийного режима)
500	"	Одна или две	Один для каждой линии (без записи предаварийного режима)
500	"	Три или более	Один для каждой линии (предпочтительно хотя бы на одной из линий с записью предаварийного режима)

330	"	Одна	Не устанавливается
330	"	Две или более	Один для каждой линии (без записи предаварийного режима)
220	С секциями или системами шин	Одна или две на каждую секцию или рабочую систему шин	Один для двух секций или рабочих систем шин (без записи предаварийного режима)
220	То же	Три или четыре на каждую секцию или рабочую систему шин	Один для каждой секции или рабочей системы шин (без записи предаварийного режима)
220	" "	Пять или более на каждую секцию или рабочую систему шин	Один-два для каждой секции или рабочей системы шин с одним пусковым устройством (без записи предаварийного режима)
220	Полуторная или многоугольник	Три или более	Один для трех-четырех линий или для каждой системы шин (без записи предаварийного режима)
220	Без выключателей 220 кВ или с одним выключателем	Одна или две	Не устанавливается
220	Треугольник, четырехугольник, мостик	То же	Допускается установка одного автоматического осциллографа, если на противоположных концах линий 220 кВ нет автоматических осциллографов
110	С секциями или системами шин	Одна - три на каждую секцию или систему шин	Один для двух секций или рабочих систем шин (без записи предаварийного режима)
110	С секциями или системами шин	Четыре - шесть на каждую секцию или рабочую систему шин	Один для каждой секции или рабочей системы шин (без записи предаварийного режима)
110	С секциями или системами шин	Семь или более на каждую секцию или рабочую систему шин	Один для каждой секции или рабочей системы шин. Допускается установка двух автоматических осциллографов для каждой секции или рабочей системы шин (без записи предаварийного режима)
110	Без выключателей на стороне 110 кВ, мостик, треугольник, четырехугольник	Одна или две	Не устанавливается

Таблица 1.6.3. Рекомендации по выбору электрических параметров, регистрируемых автоматическими аварийными осциллографами

Напряжение распределительного устройства, кВ	Параметры, рекомендуемые для регистрации автоматическими осциллографами
750, 500, 330	Фазные напряжения трех фаз линий. Напряжение и ток нулевой последовательности линий. Токи двух или трех фаз линий. Ток усилителя мощности, ток приема высокочастотного приемопередатчика и положение контактов выходного промежуточного реле высокочастотной защиты.
220, 110	Фазные напряжения и напряжение нулевой последовательности секции или рабочей системы шин. Токи нулевой последовательности линий, присоединенных к секции или рабочей системе шин. Фазные токи (двух или трех фаз) наиболее ответственных линий. Токи приема высокочастотных приемопередатчиков дифференциально-фазных защит межсистемных линий электропередачи.

1.6.21. На электрических станциях, принадлежащих потребителю и имеющих связь с энергосистемой (блок-станциях), автоматические аварийные осциллографы должны предусматриваться для каждой системы шин 110 кВ и выше, через которые осуществляется связь с энергосистемой по линиям электропередачи. Эти осциллографы, как правило, должны регистрировать напряжения (фазные и нулевой последовательности) соответствующей системы

шин, токи (фазные и нулевой последовательности) линий электропередачи, связывающих блок-станцию с системой.

1.6.22. Для регистрации действия устройств противоаварийной системной автоматики рекомендуется устанавливать дополнительные осциллографы. Расстановка дополнительных осциллографов и выбор регистрируемых ими параметров должны предусматриваться в проектах противоаварийной системной автоматики.

1.6.23. Для определения мест повреждений на ВЛ 110 кВ и выше длиной более 20 км должны предусматриваться фиксирующие приборы.

Глава 1.7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И ЗАЩИТНЫЕ МЕРЫ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ

УТВЕРЖДЕНО

Министерством энергетики
Российской Федерации

Приказ от 8 июля 2002 г. № 204

*Вводится в действие
с 1 января 2003 г.*

Область применения. Термины и определения

1.7.1. Настоящая глава Правил распространяется на все электроустановки переменного и постоянного тока напряжением до 1 кВ и выше и содержит общие требования к их заземлению и защите людей и животных от поражения электрическим током как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

Дополнительные требования приведены в соответствующих главах ПУЭ.

1.7.2. Электроустановки в отношении мер электробезопасности разделяются на:

электроустановки напряжением выше 1 кВ в сетях с глухозаземленной или эффективно заземленной нейтралью (см. 1.2.16);

электроустановки напряжением выше 1 кВ в сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор или резистор нейтралью;

электроустановки напряжением до 1 кВ в сетях с глухозаземленной нейтралью;

электроустановки напряжением до 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью.

1.7.3. Для электроустановок напряжением до 1 кВ приняты следующие обозначения:

система *TN* - система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки присоединены к глухозаземленной нейтрали источника посредством нулевых защитных проводников;

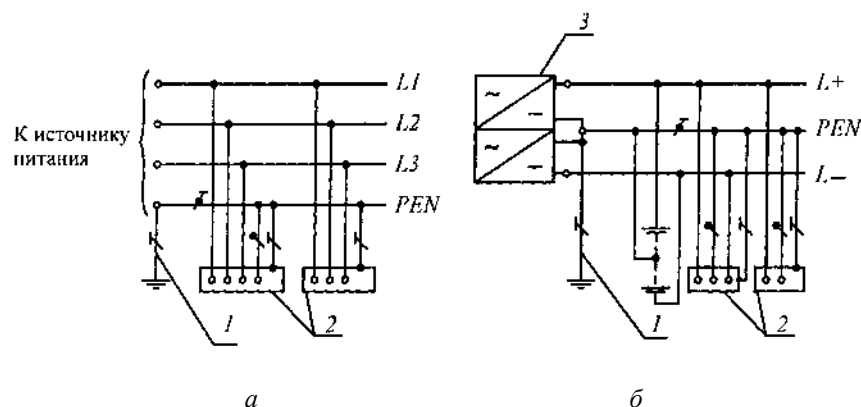


Рис. 1.7.1. Система *TN-C* переменного (а) и постоянного (б) тока. Нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике:

1 - заземлитель нейтрали (средней точки) источника питания;

2 - открытые проводящие части; 3 - источник питания постоянного тока

система $TN-C$ - система TN , в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике на всем ее протяжении (рис. 1.7.1);

система $TN-S$ - система TN , в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники разделены на всем ее протяжении (рис. 1.7.2);

система $TN-C-S$ - система TN , в которой функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников совмещены в одном проводнике в какой-то ее части, начиная от источника питания (рис. 1.7.3);

система IT - система, в которой нейтраль источника питания изолирована от земли или заземлена через приборы или устройства, имеющие большое сопротивление, а открытые проводящие части электроустановки заземлены (рис. 1.7.4);

система TT - система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки заземлены при помощи заземляющего устройства, электрически независимого от глухозаземленной нейтрали источника (рис. 1.7.5).

Первая буква - состояние нейтрали источника питания относительно земли:

T - заземленная нейтраль;

I - изолированная нейтраль.

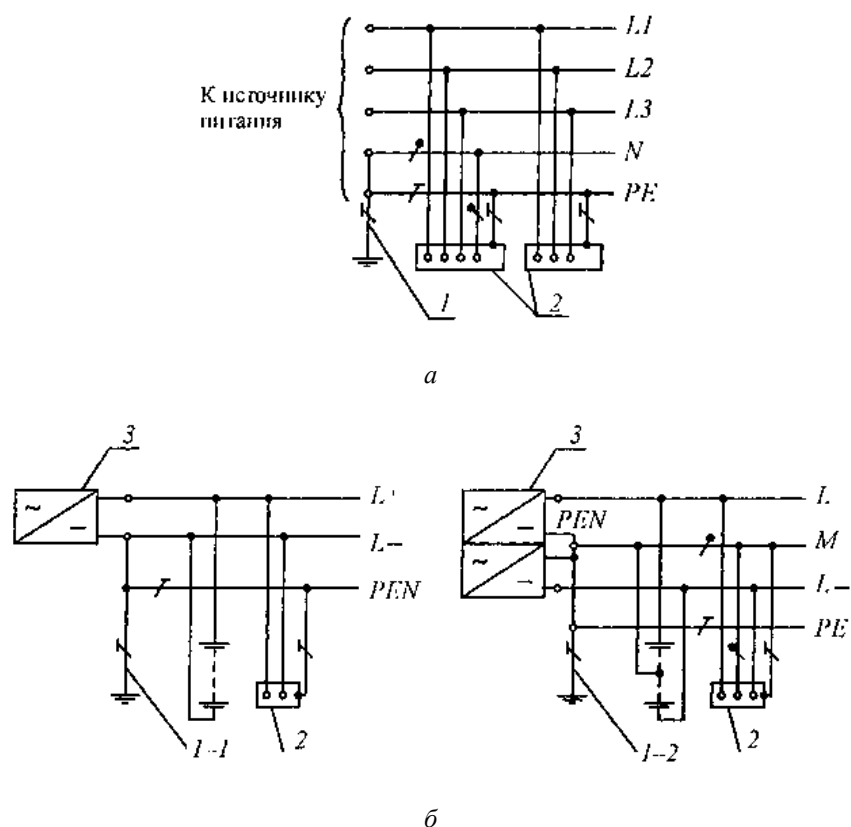


Рис. 1.7.2. Система $TN-S$ переменного (а) и постоянного (б) тока. Нулевой защитный и нулевой рабочий проводники разделены:

I - заземлитель нейтрали источника переменного тока; $I-1$ - заземлитель вывода источника постоянного тока; $I-2$ - заземлитель средней точки источника постоянного тока; 2 - открытые проводящие части; 3 - источник питания

Вторая-буква - состояние открытых проводящих частей относительно земли:

T - открытые проводящие части заземлены, независимо от отношения к земле нейтрали источника питания или какой-либо точки питающей сети;

N - открытые проводящие части присоединены к глухозаземленной нейтрали источника питания.

Последующие (после N) буквы - совмещение в одном проводнике или разделение функций нулевого рабочего и нулевого защитного проводников:

S - нулевой рабочий (N) и нулевой защитный (PE) проводники разделены;

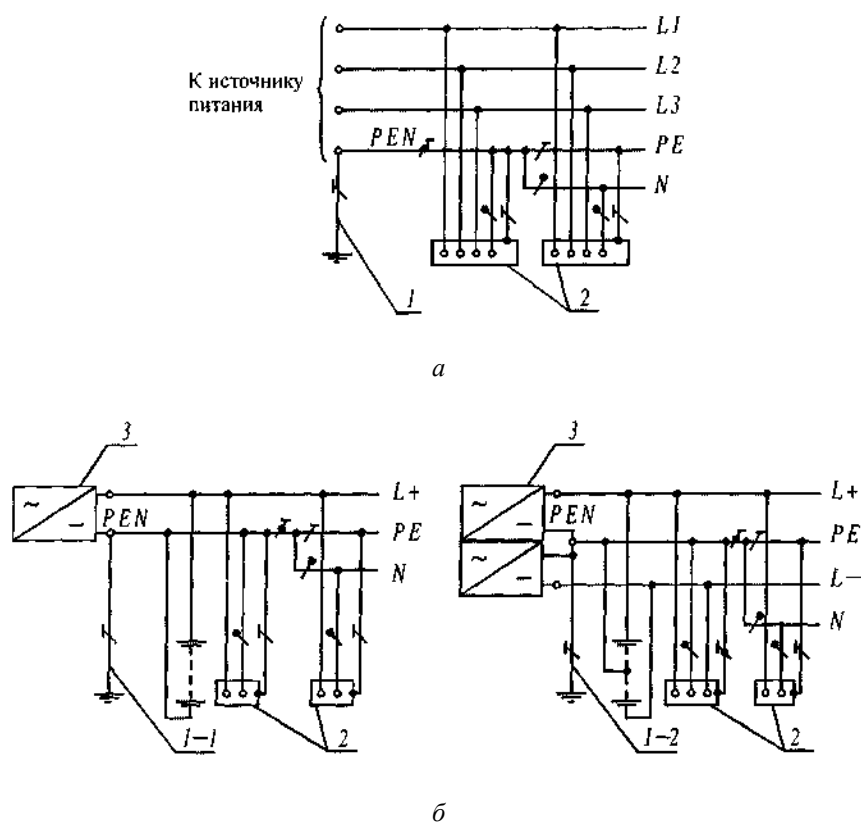


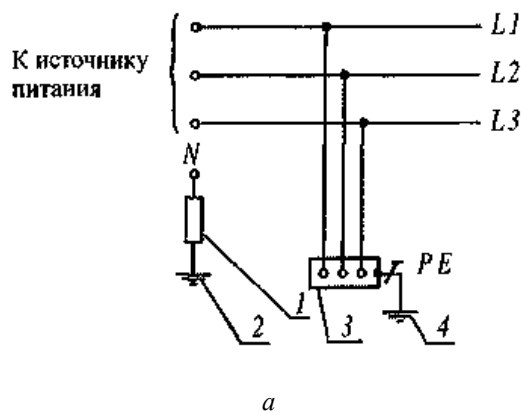
Рис. 1.7.3. Система $TN-C-S$ переменного (а) и постоянного (б) тока. Нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике в части системы:
 I — заземлитель нейтрали источника переменного тока; $I-1$ - заземлитель вывода источника постоянного тока; $I-2$ - заземлитель средней точки источника постоянного тока; 2 - открытые проводящие части, 3 - источник питания

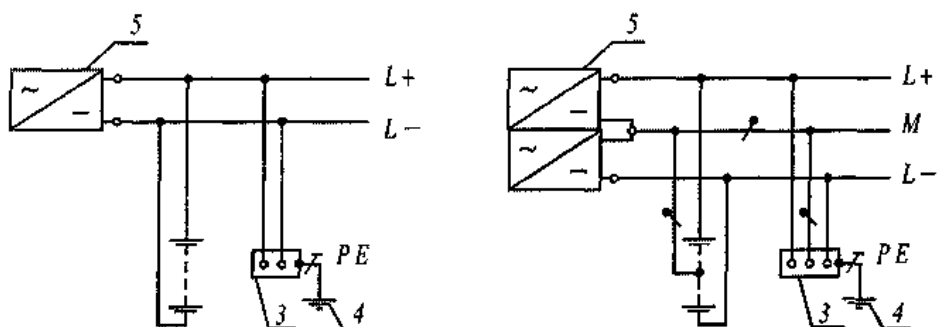
C - функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников совмещены в одном проводнике (PEN -проводник);

N - — нулевой рабочий (нейтральный) проводник;

PE - — защитный проводник (заземляющий проводник, нулевой защитный проводник, защитный проводник системы уравнивания потенциалов);

PEN - — совмещенный нулевой защитный и нулевой рабочий проводники.





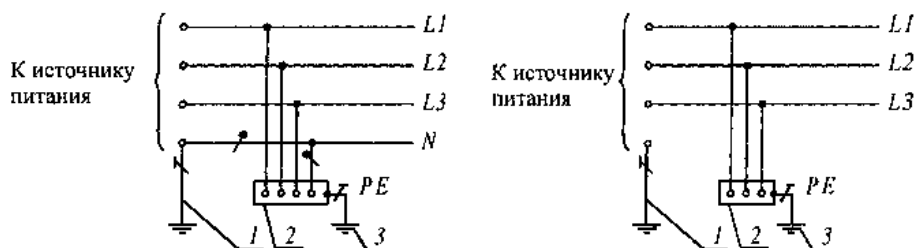
б

Рис. 1.7.4. Система *IT* переменного (*а*) и постоянного (*б*) тока. Открытые проводящие части электроустановки заземлены. Нейтраль источника питания изолирована от земли или заземлена через большое сопротивление:

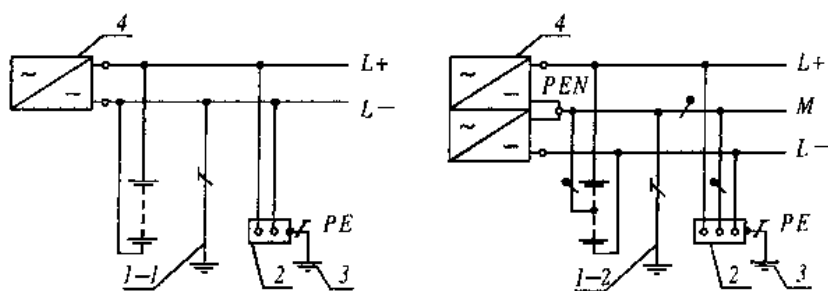
1 - сопротивление заземления нейтрали источника питания (если имеется); *2* — заземлитель;
3 — открытые проводящие части; *4* - заземляющее устройство электроустановки;
5 - источник питания

1.7.4. Электрическая сеть с эффективно заземленной нейтралью - трехфазная электрическая сеть напряжением выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4.

Коэффициент замыкания на землю в трехфазной электрической сети - отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.



а



б

Рис. 1.7.5. Система *TT* переменного (*а*) и постоянного (*б*) тока. Открытые проводящие части электроустановки заземлены при помощи заземления, электрически независимого от заземлителя нейтрали:

1 - заземлитель нейтрали источника переменного тока; *1-1* - заземлитель вывода источника постоянного тока; *1-2* — заземлитель средней точки источника постоянного тока; *2* - открытые проводящие части; *3* - заземлитель открытых проводящих частей электроустановки;
4 - источник питания

1.7.5. Глухозаземленная нейтраль - нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная непосредственно к заземляющему устройству. Глухозаземленным может быть также вывод источника однофазного переменного тока или полюс источника постоянного тока в двухпроводных сетях, а также средняя точка в трехпроводных сетях постоянного тока.

1.7.6. Изолированная нейтраль - нейтраль трансформатора или генератора, неприсоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через большое сопротивление приборов сигнализации, измерения, защиты и других аналогичных им устройств.

1.7.7. Проводящая часть - часть, которая может проводить электрический ток.

1.7.8. Токоведущая часть - проводящая часть электроустановки, находящаяся в процессе ее работы под рабочим напряжением, в том числе нулевой рабочий проводник (но не PEN-проводник).

1.7.9. Открытая проводящая часть - доступная прикосновению проводящая часть электроустановки, нормально не находящаяся под напряжением, но которая может оказаться под напряжением при повреждении основной изоляции.

1.7.10. Сторонняя проводящая часть - проводящая часть, не являющаяся частью электроустановки.

1.7.11. Прямое прикосновение - электрический контакт людей или животных с токоведущими частями, находящимися под напряжением.

1.7.12. Косвенное прикосновение - электрический контакт людей или животных с открытыми проводящими частями, оказавшимися под напряжением при повреждении изоляции.

1.7.13. Защита от прямого прикосновения - защита для предотвращения прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

1.7.14. Защита при косвенном прикосновении - защита от поражения электрическим током при прикосновении к открытым проводящим частям, оказавшимся под напряжением при повреждении изоляции.

Термин повреждение изоляции следует понимать как единственное повреждение изоляции.

1.7.15. Заземлитель - проводящая часть или совокупность соединенных между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду.

1.7.16. Искусственный заземлитель - заземлитель, специально выполняемый для целей заземления.

1.7.17. Естественный заземлитель - сторонняя проводящая часть, находящаяся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду, используемая для целей заземления.

1.7.18. Заземляющий проводник - проводник, соединяющий заземляемую часть (точку) с заземлителем.

1.7.19. Заземляющее устройство - совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

1.7.20. Зона нулевого потенциала (относительная земля) - часть земли, находящаяся вне зоны влияния какого-либо заземлителя, электрический потенциал которой принимается равным нулю.

1.7.21. Зона растекания (локальная земля) - зона земли между заземлителем и зоной нулевого потенциала.

Термин земля, используемый в главе, следует понимать как земля в зоне растекания.

1.7.22. Замыкание на землю - случайный электрический контакт между токоведущими частями, находящимися под напряжением, и землей.

1.7.23. Напряжение на заземляющем устройстве - напряжение, возникающее при стекании тока с заземлителя в землю между точкой ввода тока в заземлитель и зоной нулевого потенциала.

1.7.24. Напряжение прикосновения - напряжение между двумя проводящими частями или между проводящей частью и землей при одновременном прикосновении к ним человека или животного.

Ожидаемое напряжение прикосновения - напряжение между одновременно доступными прикосновению проводящими частями, когда человек или животное их не касается.

1.7.25. Напряжение шага - напряжение между двумя точками на поверхности земли, на расстоянии 1 м одна от другой, которое принимается равным длине шага человека.

1.7.26. Сопротивление заземляющего устройства - отношение напряжения на заземляющем устройстве к току, стекающему с заземлителя в землю.

1.7.27. Эквивалентное удельное сопротивление земли с неоднородной структурой - удельное электрическое сопротивление земли с однородной структурой, в которой сопротивление заземляющего устройства имеет то же значение, что и в земле с неоднородной структурой.

Термин удельное сопротивление, используемый в главе для земли с неоднородной структурой, следует понимать как эквивалентное удельное сопротивление.

1.7.28. Заземление - преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством.

1.7.29. Защитное заземление - заземление, выполняемое в целях электробезопасности.

1.7.30. Рабочее (функциональное) заземление - заземление точки или точек токоведущих частей электроустановки, выполняемое для обеспечения работы электроустановки (не в целях электробезопасности).

1.7.31. Защитное зануление в электроустановках напряжением до 1 кВ - преднамеренное соединение открытых проводящих частей с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с заземленной точкой источника в сетях постоянного тока, выполняемое в целях электробезопасности.

1.7.32. Уравнивание потенциалов - электрическое соединение проводящих частей для достижения равенства их потенциалов.

Защитное уравнивание потенциалов - уравнивание потенциалов, выполняемое в целях электробезопасности.

Термин уравнивание потенциалов, используемый в главе, следует понимать как защитное уравнивание потенциалов.

1.7.33. Выравнивание потенциалов - снижение разности потенциалов (шагового напряжения) на поверхности земли или пола при помощи защитных проводников, проложенных в земле, в полу или на их поверхности и присоединенных к заземляющему устройству, или путем применения специальных покрытий земли.

1.7.34. Защитный (*PE*) проводник - проводник, предназначенный для целей электробезопасности.

Защитный заземляющий проводник- защитный проводник, предназначенный для защитного заземления.

Защитный проводник уравнивания потенциалов - защитный проводник, предназначенный для защитного уравнивания потенциалов.

Нулевой защитный проводник - защитный проводник в электроустановках до 1 кВ, предназначенный для присоединения открытых проводящих частей к глухозаземленной нейтрали источника питания.

1.7.35. Нулевой рабочий (нейтральный) проводник (*N*) — проводник в электроустановках до 1 кВ, предназначенный для питания электроприемников и соединенный с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с глухозаземленной точкой источника в сетях постоянного тока.

1.7.36. Совмещенные нулевой защитный и нулевой рабочий (*PEN*) проводники - проводники в электроустановках напряжением до 1 кВ, совмещающие функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников.

1.7.37. Главная заземляющая шина - шина, являющаяся частью заземляющего устройства электроустановки до 1 кВ и предназначенная для присоединения нескольких проводников с целью заземления и уравнивания потенциалов.

1.7.38. Защитное автоматическое отключение питания - автоматическое размыкание цепи одного или нескольких фазных проводников (и, если требуется, нулевого рабочего проводника), выполняемое в целях электробезопасности.

Термин автоматическое отключение питания, используемый в главе, следует понимать как защитное автоматическое отключение питания.

1.7.39. Основная изоляция - изоляция токоведущих частей, обеспечивающая в том числе защиту от прямого прикосновения.

1.7.40. Дополнительная изоляция - независимая изоляция в электроустановках напряжением до 1 кВ, выполняемая дополнительно к основной изоляции для защиты при косвенном прикосновении.

1.7.41. Двойная изоляция - изоляция в электроустановках напряжением до 1 кВ, состоящая из основной и дополнительной изоляций.

1.7.42. Усиленная изоляция - изоляция в электроустановках напряжением до 1 кВ, обеспечивающая степень защиты от поражения электрическим током, равноценную двойной изоляции.

1.7.43. Сверхнизкое (малое) напряжение (СНН) - напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока.

1.7.44. Разделительный трансформатор - трансформатор, первичная обмотка которого отделена от вторичных обмоток при помощи защитного электрического разделения цепей.

1.7.45. Безопасный разделительный трансформатор - разделительный трансформатор, предназначенный для питания цепей сверхнизким напряжением.

1.7.46. Защитный экран - проводящий экран, предназначенный для отделения электрической цепи и/или проводников от токоведущих частей других цепей.

1.7.47. Защитное электрическое разделение цепей - отделение одной электрической цепи от других цепей в электроустановках напряжением до 1 кВ с помощью:

- двойной изоляции;
- основной изоляции и защитного экрана;
- усиленной изоляции.

1.7.48. Непроводящие (изолирующие) помещения, зоны, площадки - помещения, зоны, площадки, в которых (на которых) защита при косвенном прикосновении обеспечивается высоким сопротивлением пола и стен и в которых отсутствуют заземленные проводящие части.

Общие требования

1.7.49. Токоведущие части электроустановки не должны быть доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части не должны находиться под напряжением, представляющим опасность поражения электрическим током как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

1.7.50. Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения.

Для дополнительной защиты от прямого прикосновения в электроустановках напряжением до 1 кВ, при наличии требований других глав ПУЭ, следует применять устройства защитного отключения (УЗО) с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА.

1.7.51. Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- защитное заземление;
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов;
- выравнивание потенциалов;
- двойная или усиленная изоляция;
- сверхнизкое (малое) напряжение;
- защитное электрическое разделение цепей;
- изолирующие (непроводящие) помещения, зоны, площадки.

1.7.52. Меры защиты от поражения электрическим током должны быть предусмотрены в электроустановке или ее части либо применены к отдельным электроприемникам и могут быть реализованы при изготовлении электрооборудования, либо в процессе монтажа электроустановки, либо в обоих случаях.

Применение двух и более мер защиты в электроустановке не должно оказывать взаимного влияния, снижающего эффективность каждой из них.

1.7.53. Защиту при косвенном прикосновении следует выполнять во всех случаях, если напряжение в электроустановке превышает 50 В переменного и 120 В постоянного тока.

В помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках выполнение защиты при косвенном прикосновении может потребоваться при более низких напряжениях, например, 25 В переменного и 60 В постоянного тока или 12 В переменного и 30 В постоянного тока при наличии требований соответствующих глав ПУЭ.

Защита от прямого прикосновения не требуется, если электрооборудование находится в зоне системы уравнивания потенциалов, а наибольшее рабочее напряжение не превышает 25 В

переменного или 60 В постоянного тока в помещениях без повышенной опасности и 6 В переменного или 15 В постоянного тока - во всех случаях.

Примечание. Здесь и далее в главе напряжение переменного тока означает среднеквадратичное значение напряжения переменного тока; напряжение постоянного тока — напряжение постоянного или выпрямленного тока с содержанием пульсаций не более 10 % от среднеквадратичного значения.

1.7.54. Для заземления электроустановок могут быть использованы искусственные и естественные заземлители. Если при использовании естественных заземлителей сопротивление заземляющих устройств или напряжение прикосновения имеет допустимое значение, а также обеспечиваются нормированные значения напряжения на заземляющем устройстве и допустимые плотности токов в естественных заземлителях, выполнение искусственных заземлителей в электроустановках до 1 кВ не обязательно. Использование естественных заземлителей в качестве элементов заземляющих устройств не должно приводить к их повреждению при протекании по ним токов короткого замыкания или к нарушению работы устройств, с которыми они связаны.

1.7.55. Для заземления в электроустановках разных назначений и напряжений, территориально сближенных, следует, как правило, применять одно общее заземляющее устройство.

Заземляющее устройство, используемое для заземления электроустановок одного или разных назначений и напряжений, должно удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к заземлению этих электроустановок: защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции, условиям режимов работы сетей, защиты электрооборудования от перенапряжения и т. д. в течение всего периода эксплуатации.

В первую очередь должны быть соблюдены требования, предъявляемые к защитному заземлению.

Заземляющие устройства защитного заземления электроустановок зданий и сооружений и молниезащиты 2-й и 3-й категорий этих зданий и сооружений, как правило, должны быть общими.

При выполнении отдельного (независимого) заземлителя для рабочего заземления по условиям работы информационного или другого чувствительного к воздействию помех оборудования должны быть приняты специальные меры защиты от поражения электрическим током, исключающие одновременное прикосновение к частям, которые могут оказаться под опасной разностью потенциалов при повреждении изоляции.

Для объединения заземляющих устройств разных электроустановок в одно общее заземляющее устройство могут быть использованы естественные и искусственные заземляющие проводники. Их число должно быть не менее двух.

1.7.56. Требуемые значения напряжений прикосновения и сопротивления заземляющих устройств при стекании с них токов замыкания на землю и токов утечки должны быть обеспечены при наиболее неблагоприятных условиях в любое время года.

При определении сопротивления заземляющих устройств должны быть учтены искусственные и естественные заземлители.

При определении удельного сопротивления земли в качестве расчетного следует принимать его сезонное значение, соответствующее наиболее неблагоприятным условиям.

Заземляющие устройства должны быть механически прочными, термически и динамически стойкими к токам замыкания на землю.

1.7.57. Электроустановки напряжением до 1 кВ жилых, общественных и промышленных зданий и наружных установок должны, как правило, получать питание от источника с глухозаземленной нейтралью с применением системы *TN*.

Для защиты от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в таких электроустановках должно быть выполнено автоматическое отключение питания в соответствии с 1.7.78-1.7.79.

Требования к выбору систем *TN-C*, *TN-S*, *TN-C-S* для конкретных электроустановок приведены в соответствующих главах Правил.

1.7.58. Питание электроустановок напряжением до 1 кВ переменного тока от источника с изолированной нейтралью с применением системы *IT* следует выполнять, как правило, при недопустимости перерыва питания при первом замыкании на землю или на открытые проводящие части, связанные с системой уравнивания потенциалов. В таких электроустановках для защиты при косвенном прикосновении при первом замыкании на землю должно быть

выполнено защитное заземление в сочетании с контролем изоляции сети или применены УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА. При двойном замыкании на землю должно быть выполнено автоматическое отключение питания в соответствии с 1.7.81.

1.7.59. Питание электроустановок напряжением до 1 кВ от источника с глухозаземленной нейтралью и с заземлением открытых проводящих частей при помощи заземлителя, не присоединенного к нейтрали (система *TT*), допускается только в тех случаях, когда условия электробезопасности в системе *TN* не могут быть обеспечены. Для защиты при косвенном прикосновении в таких электроустановках должно быть выполнено автоматическое отключение питания с обязательным применением УЗО. При этом должно быть соблюдено условие:

$$R_a I_a \leq 50 \text{ В},$$

где I_a - ток срабатывания защитного устройства;

R_a - суммарное сопротивление заземлителя и заземляющего проводника, при применении УЗО для защиты нескольких электроприемников - заземляющего проводника наиболее удаленного электроприемника.

1.7.60. При применении защитного автоматического отключения питания должна быть выполнена основная система уравнивания потенциалов в соответствии с 1.7.82, а при необходимости также дополнительная система уравнивания потенциалов в соответствии с 1.7.83.

1.7.61. При применении системы *TN* рекомендуется выполнять повторное заземление *PE*- и *PEN*-проводников на вводе в электроустановки зданий, а также в других доступных местах. Для повторного заземления в первую очередь следует использовать естественные заземлители. Сопротивление заземлителя повторного заземления не нормируется.

Внутри больших и многоэтажных зданий аналогичную функцию выполняет уравнивание потенциалов посредством присоединения нулевого защитного проводника к главной заземляющей шине.

Повторное заземление электроустановок напряжением до 1 кВ, получающих питание по воздушным линиям, должно выполняться в соответствии с 1.7.102-1.7.103.

1.7.62. Если время автоматического отключения питания не удовлетворяет условиям 1.7.78-1.7.79 для системы *TN* и 1.7.81 для системы *IT*, то защита при косвенном прикосновении для отдельных частей электроустановки или отдельных электроприемников может быть выполнена применением двойной или усиленной изоляции (электрооборудование класса II), сверхнизкого напряжения (электрооборудование класса III), электрического разделения цепей изолирующих (непроводящих) помещений, зон, площадок.

1.7.63. Система *IT* напряжением до 1 кВ, связанная через трансформатор с сетью напряжением выше 1 кВ, должна быть защищена пробивным предохранителем от опасности, возникающей при повреждении изоляции между обмотками высшего и низшего напряжений трансформатора. Пробивной предохранитель должен быть установлен в нейтрали или фазе на стороне низкого напряжения каждого трансформатора.

1.7.64. В электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью для защиты от поражения электрическим током должно быть выполнено защитное заземление открытых проводящих частей.

В таких электроустановках должна быть предусмотрена возможность быстрого обнаружения замыканий на землю. Защита от замыканий на землю должна устанавливаться с действием на отключение по всей электрически связанной сети в тех случаях, в которых это необходимо по условиям безопасности (для линий, питающих передвижные подстанции и механизмы, торфяные разработки и т.п.).

1.7.65. В электроустановках напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью для защиты от поражения электрическим током должно быть выполнено защитное заземление открытых проводящих частей.

1.7.66. Защитное зануление в системе *TN* и защитное заземление в системе *IT* электрооборудования, установленного на опорах ВЛ (силовые и измерительные трансформаторы, разъединители, предохранители, конденсаторы и другие аппараты), должно быть выполнено с соблюдением требований, приведенных в соответствующих главах ПУЭ, а также в настоящей главе.

Сопротивление заземляющего устройства опоры ВЛ, на которой установлено электрооборудование, должно соответствовать требованиям гл. 2.4 и 2.5.

Меры защиты от прямого прикосновения

1.7.67. Основная изоляция токоведущих частей должна покрывать токоведущие части и выдерживать все возможные воздействия, которым она может подвергаться в процессе ее эксплуатации. Удаление изоляции должно быть возможно только путем ее разрушения. Лакокрасочные покрытия не являются изоляцией, защищающей от поражения электрическим током, за исключением случаев, специально оговоренных техническими условиями на конкретные изделия. При выполнении изоляции во время монтажа она должна быть испытана в соответствии с требованиями гл. 1.8.

В случаях, когда основная изоляция обеспечивается воздушным промежутком, защита от прямого прикосновения к токоведущим частям или приближения к ним на опасное расстояние, в том числе в электроустановках напряжением выше 1 кВ, должна быть выполнена посредством оболочек, ограждений, барьеров или размещением вне зоны досягаемости.

1.7.68. Ограждения и оболочки в электроустановках напряжением до 1 кВ должны иметь степень защиты не менее IP 2X, за исключением случаев, когда большие зазоры необходимы для нормальной работы электрооборудования.

Ограждения и оболочки должны быть надежно закреплены и иметь достаточную механическую прочность.

Вход за ограждение или вскрытие оболочки должны быть возможны только при помощи специального ключа или инструмента либо после снятия напряжения с токоведущих частей. При невозможности соблюдения этих условий должны быть установлены промежуточные ограждения со степенью защиты не менее IP 2X, удаление которых также должно быть возможно только при помощи специального ключа или инструмента.

1.7.69. Барьеры предназначены для защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям в электроустановках напряжением до 1 кВ или приближения к ним на опасное расстояние в электроустановках напряжением выше 1 кВ, но не исключают преднамеренного прикосновения и приближения к токоведущим частям при обходе барьера. Для удаления барьеров не требуется применения ключа или инструмента, однако они должны быть закреплены так, чтобы их нельзя было снять непреднамеренно. Барьеры должны быть из изолирующего материала.

1.7.70. Размещение вне зоны досягаемости для защиты от прямого прикосновения к токоведущим частям в электроустановках напряжением до 1 кВ или приближения к ним на опасное расстояние в электроустановках напряжением выше 1 кВ может быть применено при невозможности выполнения мер, указанных в 1.7.68-1.7.69, или их недостаточности. При этом расстояние между доступными одновременно прикосновению проводящими частями в электроустановках напряжением до 1 кВ должно быть не менее 2,5 м. Внутри зоны досягаемости не должно быть частей, имеющих разные потенциалы и доступных одновременно прикосновению.

В вертикальном направлении зона досягаемости в электроустановках напряжением до 1 кВ должна составлять 2,5 м от поверхности, на которой находятся люди (рис. 1.7.6).

Указанные размеры даны без учета применения вспомогательных средств (например, инструмента, лестниц, длинных предметов).

1.7.71. Установка барьеров и размещение вне зоны досягаемости допускается только в помещениях, доступных квалифицированному персоналу.

1.7.72. В электропомещениях электроустановок напряжением до 1 кВ не требуется защита от прямого прикосновения при одновременном выполнении следующих условий:

- эти помещения отчетливо обозначены, и доступ в них возможен только с помощью ключа;
- обеспечена возможность свободного выхода из помещения без ключа, даже если оно заперто на ключ снаружи;

- минимальные размеры проходов обслуживания соответствуют гл. 4.1.

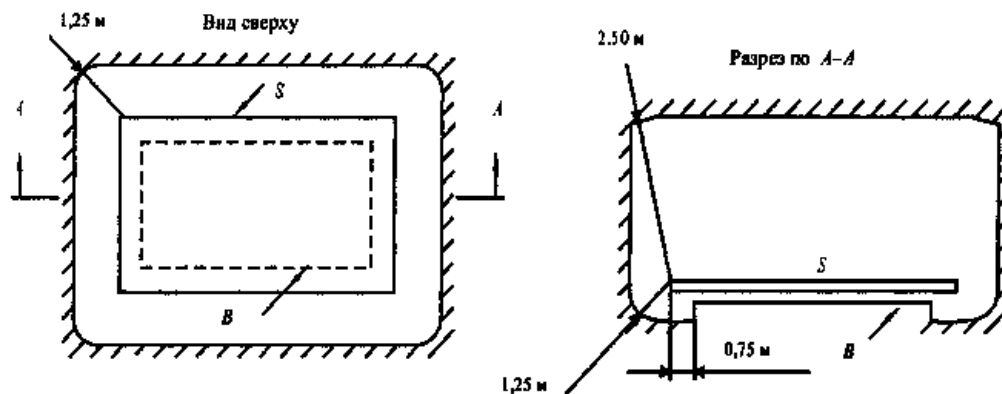



Рис. 1.7.6. Зона досягаемости в электроустановках до 1 кВ:

S - поверхность, на которой может находиться человек;

B - основание поверхности S ;

 - граница зоны досягаемости токоведущих частей рукой человека, находящегося на поверхности S ;

0,75; 1,25; 2,50 м - расстояния от края поверхности S до границы зоны досягаемости

Меры защиты от прямого и косвенного прикосновений

1.7.73. Сверхнизкое (малое) напряжение (СНН) в электроустановках напряжением до 1 кВ может быть применено для защиты от поражения электрическим током при прямом и/или косвенном прикосновении в сочетании с защитным электрическим разделением цепей или в сочетании с автоматическим отключением питания.

В качестве источника питания цепей СНН в обоих случаях следует применять безопасный разделительный трансформатор в соответствии с ГОСТ 30030 «Трансформаторы разделительные и безопасные разделительные трансформаторы» или другой источник СНН, обеспечивающий равноценную степень безопасности.

Токосоведущие части цепей СНН должны быть электрически отделены от других цепей так, чтобы обеспечивалось электрическое разделение, равноценное разделению между первичной и вторичной обмотками разделительного трансформатора.

Проводники цепей СНН, как правило, должны быть проложены отдельно от проводников более высоких напряжений и защитных проводников, либо отделены от них заземленным металлическим экраном (оболочкой), либо заключены в неметаллическую оболочку дополнительно к основной изоляции.

Вилки и розетки штепсельных соединителей в цепях СНН не должны допускать подключение к розеткам и вилкам других напряжений.

Штепсельные розетки должны быть без защитного контакта.

При значениях СНН выше 25 В переменного или 60 В постоянного тока должна быть также выполнена защита от прямого прикосновения при помощи ограждений или оболочек или изоляции, соответствующей испытательному напряжению 500 В переменного тока в течение 1 мин.

1.7.74. При применении СНН в сочетании с электрическим разделением цепей открытые проводящие части не должны быть преднамеренно присоединены к заземлителю, защитным проводникам или открытым проводящим частям других цепей и к сторонним проводящим частям, кроме случая, когда соединение сторонних проводящих частей с электрооборудованием необходимо, а напряжение на этих частях не может превысить значение СНН.

СНН в сочетании с электрическим разделением цепей следует применять, когда при помощи СНН необходимо обеспечить защиту от поражения электрическим током при повреждении изоляции не только в цепи СНН, но и при повреждении изоляции в других цепях, например, в цепи, питающей источник.

При применении СНН в сочетании с автоматическим отключением питания один из выводов источника СНН и его корпус должны быть присоединены к защитному проводнику цепи, питающей источник.

1.7.75. В случаях, когда в электроустановке применено электрооборудование с наибольшим рабочим (функциональным) напряжением, не превышающим 50 В переменного или 120 В

постоянного тока, такое напряжение может быть использовано в качестве меры защиты от прямого и косвенного прикосновения, если при этом соблюдены требования 1.7.73-1.7.74.

Меры защиты при косвенном прикосновении

1.7.76. Требования защиты при косвенном прикосновении распространяются на:

- 1) корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, светильников и т. п.;
- 2) приводы электрических аппаратов;
- 3) каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов, а также съемных или открывающихся частей, если на последних установлено электрооборудование напряжением выше 50 В переменного или 120 В постоянного тока (в случаях, предусмотренных соответствующими главами ПУЭ - выше 25 В переменного или 60 В постоянного тока);
- 4) металлические конструкции распределительных устройств, кабельные конструкции, кабельные муфты, оболочки и броню контрольных и силовых кабелей, оболочки проводов, рукава и трубы электропроводки, оболочки и опорные конструкции шинпроводов (токопроводов), лотки, короба, струны, тросы и полосы, на которых укреплены кабели и провода (кроме струн, тросов и полос, по которым проложены кабели с зануленной или заземленной металлической оболочкой или броней), а также другие металлические конструкции, на которых устанавливается электрооборудование;
- 5) металлические оболочки и броню контрольных и силовых кабелей и проводов на напряжения, не превышающие указанные в 1.7.53, проложенные на общих металлических конструкциях, в том числе в общих трубах, коробах, лотках и т. п., с кабелями и проводами на более высокие напряжения;
- 6) металлические корпуса передвижных и переносных электроприемников;
- 7) электрооборудование, установленное на движущихся частях станков, машин и механизмов.

При применении в качестве защитной меры автоматического отключения питания указанные открытые проводящие части должны быть присоединены к глухозаземленной нейтрали источника питания в системе *TN* и заземлены в системах *IT* и *TT*.

1.7.77. Не требуется преднамеренно присоединять к нейтрали источника в системе *TN* и заземлять в системах *IT* и *TT*:

- 1) корпуса электрооборудования и аппаратов, установленных на металлических основаниях: конструкциях, распределительных устройствах, щитах, шкафах, станинах станков, машин и механизмов, присоединенных к нейтрали источника питания или заземленных, при обеспечении надежного электрического контакта этих корпусов с основаниями;
- 2) конструкции, перечисленные в 1.7.76, при обеспечении надежного электрического контакта между этими конструкциями и установленным на них электрооборудованием, присоединенным к защитному проводнику;
- 3) съемные или открывающиеся части металлических каркасов камер распределительных устройств, шкафов, ограждений и т. п., если на съемных (открывающихся) частях не установлено электрооборудование или если напряжение установленного электрооборудования не превышает значений, указанных в 1.7.53;
- 4) арматуру изоляторов воздушных линий электропередачи и присоединяемые к ней крепежные детали;
- 5) открытые проводящие части электрооборудования с двойной изоляцией;
- 6) металлические скобы, закрепы, отрезки труб механической защиты кабелей в местах их прохода через стены и перекрытия и другие подобные детали электропроводок площадью до 100 см², в том числе протяжные и ответвительные коробки скрытых электропроводок.

1.7.78. При выполнении автоматического отключения питания в электроустановках напряжением до 1 кВ все открытые проводящие части должны быть присоединены к глухозаземленной нейтрали источника питания, если применена система *TN*, и заземлены, если применены системы *IT* или *TT*. При этом характеристики защитных аппаратов и параметры защитных проводников должны быть согласованы, чтобы обеспечивалось нормированное время отключения поврежденной цепи защитно-коммутационным аппаратом в соответствии с номинальным фазным напряжением питающей сети.

В электроустановках, в которых в качестве защитной меры применено автоматическое отключение питания, должно быть выполнено уравнивание потенциалов.

Для автоматического отключения питания могут быть применены защитно-коммутационные аппараты, реагирующие на сверхтоки или на дифференциальный ток.

1.7.79. В системе *TN* время автоматического отключения питания не должно превышать значений, указанных в табл. 1.7.1.

Таблица 1.7.1

Наибольшее допустимое время защитного автоматического отключения для системы *TN*

Номинальное фазное напряжение U_0 , В	Время отключения, с
127	0,8
220	0,4
380	0,2
Более 380	0,1

Приведенные значения времени отключения считаются достаточными для обеспечения электробезопасности, в том числе в групповых цепях, питающих передвижные и переносные электроприемники и ручной электроинструмент класса 1.

В цепях, питающих распределительные, групповые, этажные и др. щиты и щитки, время отключения не должно превышать 5 с.

Допускаются значения времени отключения более указанных в табл. 1.7.1, но не более 5 с в цепях, питающих только стационарные электроприемники от распределительных щитов или щитков при выполнении одного из следующих условий:

1) полное сопротивление, защитного проводника между главной заземляющей шиной и распределительным щитом или щитком не превышает значения, Ом:

$$50 \cdot Z_{\Sigma} / U_0,$$

где Z_{Σ} - полное сопротивление цепи «фаза-нуль», Ом;

U_0 - номинальное фазное напряжение цепи, В;

50 - падение напряжения на участке защитного проводника между главной заземляющей шиной и распределительным щитом или щитком, В;

2) к шине *PE* распределительного щита или щитка присоединена дополнительная система уравнивания потенциалов, охватывающая те же сторонние проводящие части, что и основная система уравнивания потенциалов.

Допускается применение УЗО, реагирующих на дифференциальный ток.

1.7.80. Не допускается применять УЗО, реагирующие на дифференциальный ток, в четырехпроводных трехфазных цепях (система *TN-C*). В случае необходимости применения УЗО для защиты отдельных электроприемников, получающих питание от системы *TN-C*, защитный *PE*-проводник электроприемника должен быть подключен к *PEN*-проводнику цепи, питающей электроприемник, до защитно-коммутационного аппарата.

1.7.81. В системе *IT* время автоматического отключения питания при двойном замыкании на открытые проводящие части должно соответствовать табл. 1.7.2.

Таблица 1.7.2

Наибольшее допустимое время защитного автоматического отключения для системы *IT*

Номинальное линейное напряжение U_0 , В	Время отключения, с
220	0,8
380	0,4
660	0,2
Более 660	0,1

1.7.82. Основная система уравнивания потенциалов в электроустановках до 1 кВ должна соединять между собой следующие проводящие части (рис. 1.7.7):

1) нулевой защитный *PE*- или *PEN*-проводник питающей линии в системе *TN*;

- 6) металлические части централизованных систем вентиляции и кондиционирования. При наличии децентрализованных систем вентиляции и кондиционирования металлические воздуховоды следует присоединять к шине *PE* щитов питания вентиляторов и кондиционеров;

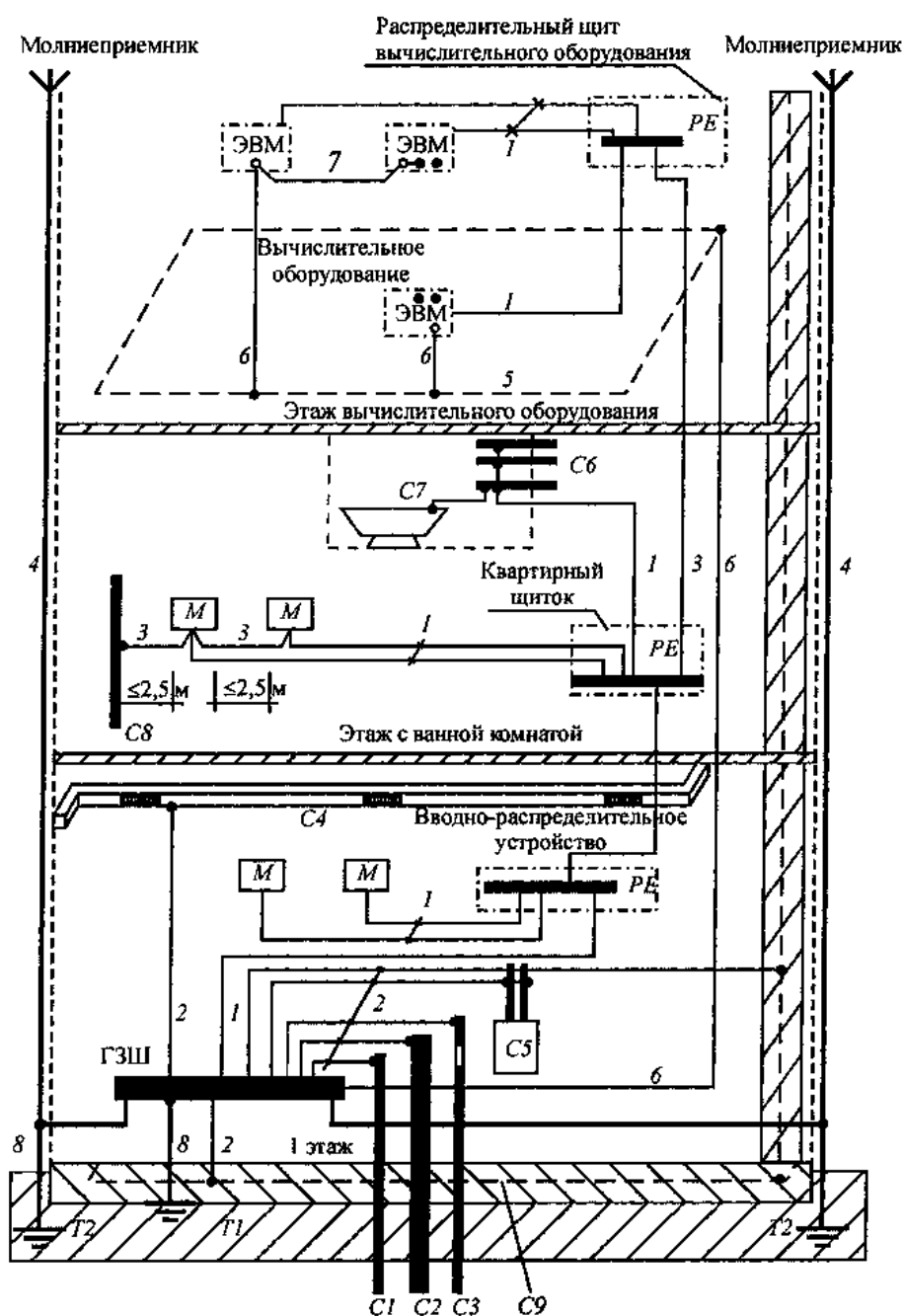


Рис. 1.7.7. Система уравнивания потенциалов в здании:

М - открытая проводящая часть; *С1* - металлические трубы водопровода, входящие в здание; *С2* — металлические трубы канализации, входящие в здание; *С3* — металлические трубы газоснабжения с изолирующей вставкой на вводе, входящие в здание; *С4* - воздуховоды вентиляции и кондиционирования; *С5* - система отопления; *С6* - металлические водопроводные трубы в ванной комнате; *С7* - металлическая ванна; *С8* — сторонняя проводящая часть в пределах досягаемости от открытых проводящих частей; *С9* — арматура железобетонных конструкций; ГЗШ - главная заземляющая шина; *Т1* - естественный заземлитель; *Т2* - заземлитель молниезащиты (если имеется); *1* - нулевой защитный проводник; *2* - проводник основной системы уравнивания потенциалов; *3* - проводник дополнительной системы уравнивания потенциалов; *4* — токоотвод системы молниезащиты; *5* — контур (магистраль) рабочего заземления в помещении информационного вычислительного оборудования; *6* — проводник рабочего (функционального) заземления; *7* - проводник уравнивания потенциалов в системе рабочего (функционального) заземления; *8* - заземляющий проводник

7) заземляющее устройство системы молниезащиты 2-й и 3-й категорий;

8) заземляющий проводник функционального (рабочего) заземления, если такое имеется и отсутствуют ограничения на присоединение сети рабочего заземления к заземляющему устройству защитного заземления;

9) металлические оболочки телекоммуникационных кабелей.

Проводящие части, входящие в здание извне, должны быть соединены как можно ближе к точке их ввода в здание.

Для соединения с основной системой уравнивания потенциалов все указанные части должны быть присоединены к главной заземляющей шине (1.7.119-1.7.120) при помощи проводников системы уравнивания потенциалов.

1.7.83. Система дополнительного уравнивания потенциалов должна соединять между собой все одновременно доступные прикосновению открытые проводящие части стационарного электрооборудования и сторонние проводящие части, включая доступные прикосновению металлические части строительных конструкций здания, а также нулевые защитные проводники в системе *TN* и защитные заземляющие проводники в системах *IT* и *TT*, включая защитные проводники штепсельных розеток.

Для уравнивания потенциалов могут быть использованы специально предусмотренные проводники либо открытые и сторонние проводящие части, если они удовлетворяют требованиям 1.7.122 к защитным проводникам в отношении проводимости и непрерывности электрической цепи.

1.7.84. Защита при помощи двойной или усиленной изоляции может быть обеспечена применением электрооборудования класса II или заключением электрооборудования, имеющего только основную изоляцию токоведущих частей, в изолирующую оболочку.

Проводящие части оборудования с двойной изоляцией не должны быть присоединены к защитному проводнику и к системе уравнивания потенциалов.

1.7.85. Защитное электрическое разделение цепей следует применять, как правило, для одной цепи.

Наибольшее рабочее напряжение отделяемой цепи не должно превышать 500 В.

Питание отделяемой цепи должно быть выполнено от разделительного трансформатора, соответствующего ГОСТ 30030 «Трансформаторы разделительные и безопасные разделительные трансформаторы», или от другого источника, обеспечивающего равноценную степень безопасности.

Токоведущие части цепи, питающейся от разделительного трансформатора, не должны иметь соединений с заземленными частями и защитными проводниками других цепей.

Проводники цепей, питающихся от разделительного трансформатора, рекомендуется прокладывать отдельно от других цепей. Если это невозможно, то для таких цепей необходимо использовать кабели без металлической оболочки, брони, экрана или изолированные провода, проложенные в изоляционных трубах, коробах и каналах при условии, что номинальное напряжение этих кабелей и проводов соответствует наибольшему напряжению совместно проложенных цепей, а каждая цепь защищена от сверхтоков.

Если от разделительного трансформатора питается только один электроприемник, то его открытые проводящие части не должны быть присоединены ни к защитному проводнику, ни к открытым проводящим частям других цепей.

Допускается питание нескольких электроприемников от одного разделительного трансформатора при одновременном выполнении следующих условий:

1) открытые проводящие части отделяемой цепи не должны иметь электрической связи с металлическим корпусом источника питания;

2) открытые проводящие части отделяемой цепи должны быть соединены между собой изолированными незаземленными проводниками местной системы уравнивания потенциалов, не имеющей соединений с защитными проводниками и открытыми проводящими частями других цепей;

3) все штепсельные розетки должны иметь защитный контакт, присоединенный к местной незаземленной системе уравнивания потенциалов;

4) все гибкие кабели, за исключением питающих оборудование класса II, должны иметь защитный проводник, применяемый в качестве проводника уравнивания потенциалов;

5) время отключения устройством защиты при двухфазном замыкании на открытые проводящие части не должно превышать время, указанное в табл. 1.7.2.

1.7.86. Изолирующие (непроводящие) помещения, зоны и площадки могут быть применены в электроустановках напряжением до 1 кВ, когда требования к автоматическому отключению питания не могут быть выполнены, а применение других защитных мер невозможно либо нецелесообразно.

Сопrotивление относительно локальной земли изолирующего пола и стен таких помещений, зон и площадок в любой точке должно быть не менее:

50 кОм при номинальном напряжении электроустановки до 500 В включительно, измеренное мегаомметром на напряжение 500 В;

100 кОм при номинальном напряжении электроустановки более 500 В, измеренное мегаомметром на напряжение 1000 В.

Если сопротивление в какой-либо точке меньше указанных, такие помещения, зоны, площадки не должны рассматриваться в качестве меры защиты от поражения электрическим током.

Для изолирующих (непроводящих) помещений, зон, площадок допускается использование электрооборудования класса 0 при соблюдении, по крайней мере, одного из трех следующих условий:

1) открытые проводящие части удалены одна от другой и от сторонних проводящих частей не менее чем на 2 м. Допускается уменьшение этого расстояния вне зоны досягаемости до 1,25 м;

2) открытые проводящие части отделены от сторонних проводящих частей барьерами из изоляционного материала. При этом расстояния, не менее указанных в пп. 1, должны быть обеспечены с одной стороны барьера;

3) сторонние проводящие части покрыты изоляцией, выдерживающей испытательное напряжение не менее 2 кВ в течение 1 мин.

В изолирующих помещениях (зонах) не должен предусматриваться защитный проводник.

Должны быть предусмотрены меры против заноса потенциала на сторонние проводящие части помещения извне.


Пол и стены таких помещений не должны подвергаться воздействию влаги.

1.7.87. При выполнении мер защиты в электроустановках напряжением до 1 кВ класса применяемого электрооборудования по способу защиты человека от поражения электрическим током по ГОСТ 12.2.007.0 «ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности» следует принимать в соответствии с табл. 1.7.3.

Таблица 1.7.3

Применение электрооборудования в электроустановках напряжением до 1 кВ

Класс по ГОСТ 12.2.007.0 Р МЭК536	Маркировка	Назначение защиты	Условия применения электрооборудования в электроустановке
Класс 0	-	При косвенном прикосновении	1. Применение в непроводящих помещениях. 2. Питание от вторичной обмотки разделительного трансформатора только одного электроприемника

Класс I	Защитный зажим -знак  или буквы PE, или желто-зеленые полосы	При косвенном прикосновении	Присоединение заземляющего зажима электрооборудования к защитному проводнику электроустановки
Класс II	Знак 	При косвенном прикосновении	Независимо от мер защиты, принятых в электроустановке
Класс III	Знак 	От прямого и косвенного прикосновений	Питание от безопасного разделительного трансформатора

Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью

1.7.88. Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью следует выполнять с соблюдением требований либо к их сопротивлению (1.7.90), либо к напряжению прикосновения (1.7.91), а также с соблюдением требований к конструктивному выполнению (1.7.92-1.7.93) и к ограничению напряжения на заземляющем устройстве (1.7.89). Требования 1.7.89-1.7.93 не распространяются на заземляющие устройства опор ВЛ.

1.7.89. Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно, как правило, превышать 10 кВ. Напряжение выше 10 кВ допускается на заземляющих устройствах, с которых исключен вынос потенциалов за пределы зданий и внешних ограждений электроустановок. При напряжении на заземляющем устройстве более 5 кВ должны быть предусмотрены меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики и по предотвращению выноса опасных потенциалов за пределы электроустановки.

1.7.90. Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединять их между собой в заземляющую сетку.

Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение расстояний от фундаментов или оснований оборудования до 1,5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены друг к другу, а расстояние между основаниями или фундаментами двух рядов не превышает 3,0 м.

Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов и короткозамыкателей к заземляющему устройству, не должны превышать 6 х 6 м.

Горизонтальные заземлители следует прокладывать по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

Если контур заземляющего устройства располагается в пределах внешнего ограждения электроустановки, то у входов и въездов на ее территорию следует выравнивать потенциал путем установки двух вертикальных заземлителей, присоединенных к внешнему горизонтальному заземлителю напротив входов и въездов. Вертикальные заземлители должны быть длиной 3-5 м, а расстояние между ними должно быть равно ширине входа или въезда.

1.7.91. Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения, должно обеспечивать в любое время года при стекании с него тока замыкания на землю значения напряжений прикосновения, не превышающие нормированных (см. ГОСТ 12.1.038). Сопротивление заземляющего устройства при этом определяется по допустимому напряжению на заземляющем устройстве и току замыкания на землю.

При определении значения допустимого напряжения прикосновения в качестве расчетного времени воздействия следует принимать сумму времени действия защиты и полного времени отключения выключателя. При определении допустимых значений напряжений прикосновения у рабочих мест, где при производстве оперативных переключений могут возникнуть КЗ на конструкции, доступные для прикосновения производящему переключения персоналу, следует принимать время действия резервной защиты, а для остальной территории - основной защиты.

Примечание. Рабочее место следует понимать как место оперативного обслуживания электрических аппаратов.

Размещение продольных и поперечных горизонтальных заземлителей должно определяться требованиями ограничения напряжений прикосновения до нормированных значений и удобством присоединения заземляемого оборудования. Расстояние между продольными и поперечными горизонтальными искусственными заземлителями не должно превышать 30 м, а глубина их заложения в грунт должна быть не менее 0,3 м. Для снижения напряжения прикосновения у рабочих мест в необходимых случаях может быть выполнена подсыпка щебня слоем толщиной 0,1-0,2 м.

В случае объединения заземляющих устройств разных напряжений в одно общее заземляющее устройство напряжение прикосновения должно определяться по наибольшему току короткого замыкания на землю объединяемых ОРУ.

1.7.92. При выполнении заземляющего устройства с соблюдением требований, предъявляемых к его сопротивлению или к напряжению прикосновения, дополнительно к требованиям 1.7.90-1.7.91 следует:

- прокладывать заземляющие проводники, присоединяющие оборудование или конструкции к заземлителю, в земле на глубине не менее 0,3 м;

- прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители (в четырех направлениях) вблизи мест расположения заземляемых нейтралей силовых трансформаторов, короткозамыкателей.

При выходе заземляющего устройства за пределы ограждения электроустановки горизонтальные заземлители, находящиеся вне территории электроустановки, следует прокладывать на глубине не менее 1 м. Внешний контур заземляющего устройства в этом случае рекомендуется выполнять в виде многоугольника с тупыми или скругленными углами.

1.7.93. Внешнюю ограду электроустановок не рекомендуется присоединять к заземляющему устройству.

Если от электроустановки отходят ВЛ 110 кВ и выше, то ограду следует заземлить с помощью вертикальных заземлителей длиной 2-3 м, установленных у стоек ограды по всему ее периметру через 20-50 м. Установка таких заземлителей не требуется для ограды с металлическими стойками и с теми стойками из железобетона, арматура которых электрически соединена с металлическими звеньями ограды.

Для исключения электрической связи внешней ограды с заземляющим устройством расстояние от ограды до элементов заземляющего устройства, расположенных вдоль нее с внутренней, внешней или с обеих сторон, должно быть не менее 2 м. Выходящие за пределы ограды горизонтальные заземлители, трубы и кабели с металлической оболочкой или броней и другие металлические коммуникации должны быть проложены посередине между стойками ограды на глубине не менее 0,5 м. В местах примыкания внешней ограды к зданиям и сооружениям, а также в местах примыкания к внешней ограде внутренних металлических ограждений должны быть выполнены кирпичные или деревянные вставки длиной не менее 1 м.

Питание электроприемников, установленных на внешней ограде, следует осуществлять от разделительных трансформаторов. Эти трансформаторы не допускается устанавливать на ограде. Линия, соединяющая вторичную обмотку разделительного трансформатора с электроприемником, расположенным на ограде, должна быть изолирована от земли на расчетное значение напряжения на заземляющем устройстве.

Если выполнение хотя бы одного из указанных мероприятий невозможно, то металлические части ограды следует присоединить к заземляющему устройству и выполнить выравнивание потенциалов так, чтобы напряжение прикосновения с внешней и внутренней сторон ограды не превышало допустимых значений. При выполнении заземляющего устройства по допустимому сопротивлению с этой целью должен быть проложен горизонтальный заземлитель с внешней стороны ограды на расстоянии 1 м от нее и на глубине 1 м. Этот заземлитель следует присоединять к заземляющему устройству не менее чем в четырех точках.

1.7.94. Если заземляющее устройство электроустановки напряжением выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью соединено с заземляющим устройством другой электроустановки при помощи кабеля с металлической оболочкой или броней или других металлических связей, то для выравнивания потенциалов вокруг указанной другой электроустановки или здания, в котором она размещена, необходимо соблюдение одного из следующих условий:

1) прокладка в земле на глубине 1 м и на расстоянии 1 м от фундамента здания или от периметра территории, занимаемой оборудованием, заземлителя, соединенного с системой уравнивания потенциалов этого здания или этой территории, а у входов и у въездов в здание - укладка проводников на расстоянии 1 и 2 м от заземлителя на глубине 1 и 1,5 м соответственно и соединение этих проводников с заземлителем;

2) использование железобетонных фундаментов в качестве заземлителей в соответствии с 1.7.109, если при этом обеспечивается допустимый уровень выравнивания потенциалов. Обеспечение условий выравнивания потенциалов посредством железобетонных фундаментов, используемых в качестве заземлителей, определяется в соответствии с ГОСТ 12.1.030 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление».

Не требуется выполнение условий, указанных в пп. 1 и 2, если вокруг зданий имеются асфальтовые отмотки, в том числе у входов и у въездов. Если у какого-либо входа (въезда) отмотка отсутствует, у этого входа (въезда) должно быть выполнено выравнивание потенциалов путем укладки двух проводников, как указано в пп. 1, или соблюдено условие по пп. 2. При этом во всех случаях должны выполняться требования 1.7.95.

1.7.95. Во избежание выноса потенциала не допускается питание электроприемников, находящихся за пределами заземляющих устройств электроустановок напряжением выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью, от обмоток до 1 кВ с заземленной нейтралью трансформаторов, находящихся в пределах контура заземляющего устройства электроустановки напряжением выше 1 кВ.

При необходимости питание таких электроприемников может осуществляться от трансформатора с изолированной нейтралью на стороне напряжением до 1 кВ по кабельной линии, выполненной кабелем без металлической оболочки и без брони, или по ВЛ.

При этом напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать напряжение срабатывания пробивного предохранителя, установленного на стороне низшего напряжения трансформатора с изолированной нейтралью.

Питание таких электроприемников может также осуществляться от разделительного трансформатора. Разделительный трансформатор и линия от его вторичной обмотки к электроприемнику, если она проходит по территории, занимаемой заземляющим устройством электроустановки напряжением выше 1 кВ, должны иметь изоляцию от земли на расчетное значение напряжения на заземляющем устройстве.

Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью

1.7.96. В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть

$$R \leq 250/I,$$

но не более 10 Ом, где I - расчетный ток замыкания на землю, А.

В качестве расчетного тока принимается:

1) в сетях без компенсации емкостных токов - ток замыкания на землю;

2) в сетях с компенсацией емкостных токов:

для заземляющих устройств, к которым присоединены компенсирующие аппараты, - ток, равный 125 % номинального тока наиболее мощного из этих аппаратов;

для заземляющих устройств, к которым не присоединены компенсирующие аппараты, — ток замыкания на землю, проходящий в данной сети при отключении наиболее мощного из компенсирующих аппаратов.

Расчетный ток замыкания на землю должен быть определен для той из возможных в эксплуатации схем сети, при которой этот ток имеет наибольшее значение.

1.7.97. При использовании заземляющего устройства одновременно для электроустановок напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью должны быть выполнены условия 1.7.104.

При использовании заземляющего устройства одновременно для электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства должно быть не более указанного в 1.7.101 либо к заземляющему устройству должны быть присоединены оболочки и броня не менее двух кабелей на напряжение до или выше 1 кВ или обоих напряжений, при общей протяженности этих кабелей не менее 1 км.

1.7.98. Для подстанций напряжением 6-10/0,4 кВ должно быть выполнено одно общее заземляющее устройство, к которому должны быть присоединены:

- 1) нейтраль трансформатора на стороне напряжением до 1 кВ;
- 2) корпус трансформатора;
- 3) металлические оболочки и броня кабелей напряжением до 1 кВ и выше;
- 4) открытые проводящие части электроустановок напряжением до 1 кВ и выше;
- 5) сторонние проводящие части.

Вокруг площади, занимаемой подстанцией, на глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не более 1 м от края фундамента здания подстанции или от края фундаментов открыто установленного оборудования должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству.

1.7.99. Заземляющее устройство сети напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью, объединенное с заземляющим устройством сети напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью в одно общее заземляющее устройство, должно удовлетворять также требованиям 1.7.89-1.7.90.

Заземляющие устройства электроустановок напряжением до 1 кВ в сетях с глухозаземленной нейтралью

1.7.100. В электроустановках с глухозаземленной нейтралью нейтраль генератора или трансформатора трехфазного переменного тока, средняя точка источника постоянного тока, один из выводов источника однофазного тока должны быть присоединены к заземлителю при помощи заземляющего проводника.

Искусственный заземлитель, предназначенный для заземления нейтрали, как правило, должен быть расположен вблизи генератора или трансформатора. Для внутрицеховых подстанций допускается располагать заземлитель около стены здания.

Если фундамент здания, в котором размещается подстанция, используется в качестве естественных заземлителей, нейтраль трансформатора следует заземлять путем присоединения не менее чем к двум металлическим колоннам или к закладным деталям, приваренным к арматуре не менее двух железобетонных фундаментов.

При расположении встроенных подстанций на разных этажах многоэтажного здания заземление нейтрали трансформаторов таких подстанций должно быть выполнено при помощи специально проложенного заземляющего проводника. В этом случае заземляющий проводник должен быть дополнительно присоединен к колонне здания, ближайшей к трансформатору, а его сопротивление учтено при определении сопротивления растеканию заземляющего устройства, к которому присоединена нейтраль трансформатора.

Во всех случаях должны быть приняты меры по обеспечению непрерывности цепи заземления и защите заземляющего проводника от механических повреждений.

Если в *PEN*-проводнике, соединяющем нейтраль трансформатора или генератора с шиной *PEN* распределительного устройства напряжением до 1 кВ, установлен трансформатор тока, то заземляющий проводник должен быть присоединен не к нейтрали трансформатора или генератора непосредственно, а к *PEN*-проводнику, по возможности сразу за трансформатором тока. В таком случае разделение *PEN*-проводника на *PE*- и *N*-проводники в системе *TN-S* должно быть выполнено также за трансформатором тока. Трансформатор тока следует размещать как можно ближе к выводу нейтрали генератора или трансформатора.

1.7.101. Сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтрали генератора или трансформатора или выводы источника однофазного тока, в любое время года должно быть не более 2, 4 и 8 Ом соответственно при линейных напряжениях 660, 380 и 220 В источника трехфазного тока или 380, 220 и 127 В источника однофазного тока. Это сопротивление должно быть обеспечено с учетом использования естественных заземлителей, а также заземлителей повторных заземлений *PEN*- или *PE*-проводника ВЛ напряжением до 1 кВ при количестве отходящих линий не менее двух. Сопротивление заземлителя, расположенного в

непосредственной близости от нейтрали генератора или трансформатора или вывода источника однофазного тока, должно быть не более 15, 30 и 60 Ом соответственно при линейных напряжениях 660, 380 и 220 В источника трехфазного тока или 380, 220 и 127 В источника однофазного тока.

При удельном сопротивлении земли $\rho > 100$ Ом·м допускается увеличивать указанные нормы в 0,01р раз, но не более десятикратного.

1.7.102. На концах ВЛ или ответвлений от них длиной более 200 м, а также на вводах ВЛ к электроустановкам, в которых в качестве защитной меры при косвенном прикосновении применено автоматическое отключение питания, должны быть выполнены повторные заземления PEN-проводника. При этом в первую очередь следует использовать естественные заземлители, например, подземные части опор, а также заземляющие устройства, предназначенные для грозовых перенапряжений (см. гл. 2.4).

Указанные повторные заземления выполняются, если более частые заземления по условиям защиты от грозовых перенапряжений не требуются.

Повторные заземления PEN-проводника в сетях постоянного тока должны быть выполнены при помощи отдельных искусственных заземлителей, которые не должны иметь металлических соединений с подземными трубопроводами.

Заземляющие проводники для повторных заземлений PEN-проводника должны иметь размеры не менее приведенных в табл. 1.7.4.

Таблица 1.7.4

**Наименьшие размеры заземлителей и заземляющих проводников,
положенных в земле**

Материал	Профиль сечения	Диаметр, мм	Площадь поперечного сечения, мм	Толщина стенки, мм
Сталь черная	Круглый:			
	для вертикальных заземлителей;	16	-	-
	для горизонтальных заземлителей	10	-	-
	Прямоугольный	-	100	4
	Угловой	-	100	4
	Трубный	32	-	3,5
Сталь оцинкованная	Круглый:			
	для вертикальных заземлителей;	12	-	-
	для горизонтальных заземлителей	10	-	-
	Прямоугольный	-	75	3
	Трубный	25	-	2
Медь	Круглый	12	-	-
	Прямоугольный	-	50	2
	Трубный	20	-	2
	Канат многопроволочный	1,8*	35	

* Диаметр каждой проволоки.

1.7.103. Общее сопротивление растеканию заземлителей (в том числе естественных) всех повторных заземлений PEN-проводника каждой ВЛ в любое время года должно быть не более 5, 10 и 20 Ом соответственно при линейных напряжениях 660, 380 и 220 В источника трехфазного тока или 380, 220 и 127 В источника однофазного тока. При этом сопротивление растеканию заземлителя каждого из повторных заземлений должно быть не более 15, 30 и 60 Ом соответственно при тех же напряжениях.

При удельном сопротивлении земли $\rho > 100$ Ом·м допускается увеличивать указанные нормы в 0,01р раз, но не более десятикратного.

Заземляющие устройства электроустановок напряжением до 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью

1.7.104. Сопротивление заземляющего устройства, используемого для защитного заземления открытых проводящих частей, в системе ИТ должно соответствовать условию:

$$R \leq U_{\text{пр}}/I,$$

где R - сопротивление заземляющего устройства, Ом;

$U_{\text{пр}}$ - напряжение прикосновения, значение которого принимается равным 50 В (см. также 1.7.53);

I - полный ток замыкания на землю, А.

Как правило, не требуется принимать значение сопротивления заземляющего устройства менее 4 Ом. Допускается сопротивление заземляющего устройства до 10 Ом, если соблюдено приведенное выше условие, а мощность генераторов или трансформаторов не превышает 100 кВ·А, в том числе суммарная мощность генераторов или трансформаторов, работающих параллельно.

Заземляющие устройства в районах с большим удельным сопротивлением земли

1.7.105. Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью в районах с большим удельным сопротивлением земли, в том числе в районах многолетней мерзлоты, рекомендуется выполнять с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения (1.7.91).

В скальных структурах допускается прокладывать горизонтальные заземлители на меньшей глубине, чем этого требуют 1.7.91-1.7.93, но не менее чем 0,15 м. Кроме того, допускается не выполнять требуемые 1.7.90 вертикальные заземлители у входов и у въездов.

1.7.106. При сооружении искусственных заземлителей в районах с большим удельным сопротивлением земли рекомендуются следующие мероприятия:

1) устройство вертикальных заземлителей увеличенной длины, если с глубиной удельное сопротивление земли снижается, а естественные углубленные заземлители (например, скважины с металлическими обсадными трубами) отсутствуют;

2) устройство выносных заземлителей, если вблизи (до 2 км) от электроустановки есть места с меньшим удельным сопротивлением земли;

3) укладка в траншеи вокруг горизонтальных заземлителей в скальных структурах влажного глинистого грунта с последующей трамбовкой и засыпкой щебнем до верха траншеи;

4) применение искусственной обработки грунта с целью снижения его удельного сопротивления, если другие способы не могут быть применены или не дают необходимого эффекта.

1.7.107. В районах многолетней мерзлоты, кроме рекомендаций, приведенных в 1.7.106, следует:

1) помещать заземлители в непромерзающие водоемы и талые зоны;

2) использовать обсадные трубы скважин;

3) в дополнение к углубленным заземлителям применять протяженные заземлители на глубине около 0,5 м, предназначенные для работы в летнее время при оттаивании поверхностного слоя земли;

4) создавать искусственные талые зоны.

1.7.108. В электроустановках напряжением выше 1 кВ, а также до 1 кВ с изолированной нейтралью для земли с удельным сопротивлением более 500 Ом·м, если мероприятия, предусмотренные 1.7.105-1.7.107, не позволяют получить приемлемые по экономическим соображениям заземлители, допускается повысить требуемые настоящей главой значения сопротивлений заземляющих устройств в 0,002 раз, где ρ - эквивалентное удельное сопротивление земли, Ом·м. При этом увеличение требуемых настоящей главой сопротивлений заземляющих устройств должно быть не более десятикратного.

Заземлители

1.7.109. В качестве естественных заземлителей могут быть использованы:

- 1) металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей, в том числе железобетонные фундаменты зданий и сооружений, имеющие защитные гидроизоляционные покрытия в неагрессивных, слабоагрессивных и среднеагрессивных средах;
- 2) металлические трубы водопровода, проложенные в земле;
- 3) обсадные трубы буровых скважин;
- 4) металлические шпунты гидротехнических сооружений, водоводы, закладные части затворов и т. п.;
- 5) рельсовые пути магистральных неэлектрифицированных железных дорог и подъездные пути при наличии преднамеренного устройства перемычек между рельсами;
- 6) другие находящиеся в земле металлические конструкции и сооружения;
- 7) металлические оболочки бронированных кабелей, проложенных в земле. Оболочки кабелей могут служить единственными заземлителями при количестве кабелей не менее двух. Алюминиевые оболочки кабелей использовать в качестве заземлителей не допускается.

1.7.110. Не допускается использовать в качестве заземлителей трубопроводы горючих жидкостей, горючих или взрывоопасных газов и смесей и трубопроводов канализации и центрального отопления. Указанные ограничения не исключают необходимости присоединения таких трубопроводов к заземляющему устройству с целью уравнивания потенциалов в соответствии с 1.7.82.

Не следует использовать в качестве заземлителей железобетонные конструкции зданий и сооружений с предварительно напряженной арматурой, однако это ограничение не распространяется на опоры ВЛ и опорные конструкции ОРУ.

Возможность использования естественных заземлителей по условию плотности протекающих по ним токов, необходимость сварки арматурных стержней железобетонных фундаментов и конструкций, приварки анкерных болтов стальных колонн к арматурным стержням железобетонных фундаментов, а также возможность использования фундаментов в сильноагрессивных средах должны быть определены расчетом.

1.7.111. Искусственные заземлители могут быть из черной или оцинкованной стали или медными.

Искусственные заземлители не должны иметь окраски.

Материал и наименьшие размеры заземлителей должны соответствовать приведенным в табл. 1.7.4.

1.7.112. Сечение горизонтальных заземлителей для электроустановок напряжением выше 1 кВ следует выбирать по условию термической стойкости при допустимой температуре нагрева 400 °С (кратковременный нагрев, соответствующий времени действия защиты и отключения выключателя).

В случае опасности коррозии заземляющих устройств следует выполнить одно из следующих мероприятий:

увеличить сечения заземлителей и заземляющих проводников с учетом расчетного срока их службы;

применить заземлители и заземляющие проводники с гальваническим покрытием или медные.

При этом следует учитывать возможное увеличение сопротивления заземляющих устройств, обусловленное коррозией.

Траншеи для горизонтальных заземлителей должны заполняться однородным грунтом, не содержащим щебня и строительного мусора.

Не следует располагать (использовать) заземлители в местах, где земля подсушивается под действием тепла трубопроводов и т.п.

Заземляющие проводники

1.7.113. Сечения заземляющих проводников в электроустановках напряжением до 1 кВ должны соответствовать требованиям 1.7.126 к защитным проводникам.

Наименьшие сечения заземляющих проводников, проложенных в земле, должны соответствовать приведенным в табл. 1.7.4.

Прокладка в земле алюминиевых неизолированных проводников не допускается.


1.7.114. В электроустановках напряжением выше 1 кВ сечения заземляющих проводников должны быть выбраны такими, чтобы при протекании по ним наибольшего тока однофазного КЗ

в электроустановках с эффективно заземленной нейтралью или тока двухфазного КЗ в электроустановках с изолированной нейтралью температура заземляющих проводников не превысила 400 °С (кратковременный нагрев, соответствующий полному времени действия защиты и отключения выключателя).

1.7.115. В электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью проводимость заземляющих проводников сечением до 25 мм² по меди или равноценное ему из других материалов должна составлять не менее 1/3 проводимости фазных проводников. Как правило, не требуется применение медных проводников сечением более 25 мм², алюминиевых - 35 мм², стальных - 120 мм².

1.7.116. Для выполнения измерений сопротивления заземляющего устройства в удобном месте должна быть предусмотрена возможность отсоединения заземляющего проводника. В электроустановках напряжением до 1 кВ таким местом, как правило, является главная заземляющая шина. Отсоединение заземляющего проводника должно быть возможно только при помощи инструмента.

1.7.117. Заземляющий проводник, присоединяющий заземлитель рабочего (функционального) заземления к главной заземляющей шине в электроустановках напряжением до 1 кВ, должен иметь сечение не менее: медный - 10 мм², алюминиевый - 16 мм², стальной - 75 мм².

1.7.118. У мест ввода заземляющих проводников в здания должен быть предусмотрен опознавательный знак .

Главная заземляющая шина

1.7.119. Главная заземляющая шина может быть выполнена внутри вводного устройства электроустановки напряжением до 1 кВ или отдельно от него.


Внутри вводного устройства в качестве главной заземляющей шины следует использовать шину *РЕ*.

При отдельной установке главная заземляющая шина должна быть расположена в доступном, удобном для обслуживания месте вблизи вводного устройства.

Сечение отдельно установленной главной заземляющей шины должно быть не менее сечения *РЕ (PEN)*-проводника питающей линии.

Главная заземляющая шина должна быть, как правило, медной. Допускается применение главной заземляющей шины из стали. Применение алюминиевых шин не допускается.

В конструкции шины должна быть предусмотрена возможность индивидуального отсоединения присоединенных к ней проводников. Отсоединение должно быть возможно только с использованием инструмента.

В местах, доступных только квалифицированному персоналу (например, щитовых помещениях жилых домов), главную заземляющую шину следует устанавливать открыто. В местах, доступных посторонним лицам (например, подъездах или подвалах домов), она должна иметь защитную оболочку - шкаф или ящик с запирающейся на ключ дверцей. На дверце или на стене над шиной должен быть нанесен знак .

1.7.120. Если здание имеет несколько обособленных вводов, главная заземляющая шина должна быть выполнена для каждого вводного устройства. При наличии встроенных трансформаторных подстанций главная заземляющая шина должна устанавливаться возле каждой из них. Эти шины должны соединяться проводником уравнивания потенциалов, сечение которого должно быть не менее половины сечения *РЕ (PEN)*-проводника той линии среди отходящих от щитов низкого напряжения подстанций, которая имеет наибольшее сечение. Для соединения нескольких главных заземляющих шин могут использоваться сторонние проводящие части, если они соответствуют требованиям 1.7.122 к непрерывности и проводимости электрической цепи.

Защитные проводники (*РЕ*-проводники)

1.7.121. В качестве *РЕ*-проводников в электроустановках напряжением до 1 кВ могут использоваться:

1) специально предусмотренные проводники:

жилы многожильных кабелей;

изолированные или неизолированные провода в общей оболочке с фазными проводами;

стационарно проложенные изолированные или неизолированные проводники;
 2) открытые проводящие части электроустановок:
 алюминиевые оболочки кабелей;
 стальные трубы электропроводок;
 металлические оболочки и опорные конструкции шинопроводов и комплектных устройств заводского изготовления.

Металлические короба и лотки электропроводок можно использовать в качестве защитных проводников при условии, что конструкцией коробов и лотков предусмотрено такое использование, о чем имеется указание в документации изготовителя, а их расположение исключает возможность механического повреждения;

3) некоторые сторонние проводящие части:
 металлические строительные конструкции зданий и сооружений (фермы, колонны и т. п.);
 арматура железобетонных строительных конструкций зданий при условии выполнения требований 1.7.122;

металлические конструкции производственного назначения (подкрановые рельсы, галереи, площадки, шахты лифтов, подъемников, элеваторов, обрамления каналов и т.п.).

1.7.122. Использование открытых и сторонних проводящих частей в качестве *РЕ*-проводников допускается, если они отвечают требованиям настоящей главы к проводимости и непрерывности электрической цепи.

Сторонние проводящие части могут быть использованы в качестве *РЕ*-проводников, если они, кроме того, одновременно отвечают следующим требованиям:

1) непрерывность электрической цепи обеспечивается либо их конструкцией, либо соответствующими соединениями, защищенными от механических, химических и других повреждений;

2) их демонтаж невозможен, если не предусмотрены меры по сохранению непрерывности цепи и ее проводимости.

1.7.123. Не допускается использовать в качестве *РЕ*-проводников:

металлические оболочки изоляционных трубок и трубчатых проводов, несущие тросы при тросовой электропроводке, металлорукава, а также свинцовые оболочки проводов и кабелей;

трубопроводы газоснабжения и другие трубопроводы горючих и взрывоопасных веществ и смесей, трубы канализации и центрального отопления;

водопроводные трубы при наличии в них изолирующих вставок.

1.7.124. Нулевые защитные проводники цепей не допускается использовать в качестве нулевых защитных проводников электрооборудования, питающегося по другим цепям, а также использовать открытые проводящие части электрооборудования в качестве нулевых защитных проводников для другого электрооборудования, за исключением оболочек и опорных конструкций шинопроводов и комплектных устройств заводского изготовления, обеспечивающих возможность подключения к ним защитных проводников в нужном месте.

1.7.125. Использование специально предусмотренных защитных проводников для иных целей не допускается.

1.7.126. Наименьшие площади поперечного сечения защитных проводников должны соответствовать табл. 1.7.5.

Площади сечений приведены для случая, когда защитные проводники изготовлены из того же материала, что и фазные проводники. Сечения защитных проводников из других материалов должны быть эквивалентны по проводимости приведенным.

Таблица 1.7.5

Наименьшие сечения защитных проводников

Сечение фазных проводников, мм ²	Наименьшее сечение защитных проводников, мм ²
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	$S/2$

Допускается, при необходимости, принимать сечение защитного проводника менее требуемых, если оно рассчитано по формуле (только для времени отключения ≤ 5 с):

$$S \geq I \sqrt{t} / k,$$

где S - площадь поперечного сечения защитного проводника, мм²;
 I - ток короткого замыкания, обеспечивающий время отключения поврежденной цепи защитным аппаратом в соответствии с табл. 1.7.1 и 1.7.2 или за время не более 5 с в соответствии с 1.7.79, А;

t - время срабатывания защитного аппарата, с;

k — коэффициент, значение которого зависит от материала защитного проводника, его изоляции, начальной и конечной температур. Значение k для защитных проводников в различных условиях приведены в табл. 1.7.6-1.7.9.

Если при расчете получается сечение, отличное от приведенного в табл. 1.7.5, то следует выбирать ближайшее большее значение, а при получении нестандартного сечения - применять проводники ближайшего большего стандартного сечения.

Значения максимальной температуры при определении сечения защитного проводника не должны превышать предельно допустимых температур нагрева проводников при КЗ в соответствии с гл. 1.4, а для электроустановок во взрывоопасных зонах должны соответствовать ГОСТ 22782.0 «Электрооборудование взрывозащищенное. Общие технические требования и методы испытаний».

1.7.127. Во всех случаях сечение медных защитных проводников, не входящих в состав кабеля или проложенных не в общей оболочке (трубе, коробе, на одном лотке) с фазными проводниками, должно быть не менее:

2,5 мм² - при наличии механической защиты;

4 мм² - при отсутствии механической защиты.

Сечение отдельно проложенных защитных алюминиевых проводников должно быть не менее 16 мм².

1.7.128. В системе TN для обеспечения требований 1.7.88 нулевые защитные проводники рекомендуется прокладывать совместно или в непосредственной близости с фазными проводниками.

Таблица 1.7.6

Значение коэффициента k для изолированных защитных проводников, не входящих в кабель, и для неизолированных проводников, касающихся оболочки кабелей (начальная температура проводника принята равной 30 °С)

Параметр	Материал изоляции		
	Поливинилхлорид (ПВХ)	Поливинилхлорид (ПВХ)	Бутиловая резина
Конечная температура, °С	160	250	220
k проводника:			
медного	143	176	166
алюминиевого	95	116	110
стального	52	64	60

Таблица 1.7.7

Значение коэффициента k для защитного проводника, входящего в многожильный кабель

Параметр	Материал изоляции		
	Поливинилхлорид (ПВХ)	Сшитый полиэтилен, этиленпропиленовая резина	Бутиловая резина
Начальная температура, °С	70	90	85
Конечная температура, °С	160	250	220
k проводника:			
медного	115	143	134
алюминиевого	76	94	89

Таблица 1.7.8

Значение коэффициента k при использовании в качестве защитного проводника алюминиевой оболочки кабеля

Параметр	Материал изоляции		
	Поливинилхлорид (ПВХ)	Сшитый полиэтилен, этиленпропиленовая резина	Бутиловая резина
Начальная температура, °C	60	80	75
Конечная температура, °C	160	250	220
k	81	98	93

Таблица 1.7.9

Значение коэффициента k для неизолированных проводников, когда указанные температуры не создают опасности повреждения находящихся вблизи материалов (начальная температура проводника принята равной 30 °C)

Материал проводника	Условия	Проводники		
		Проложенные открыто и в специально отведенных местах	Эксплуатируемые	
			в нормальной среде	в пожароопасной среде
Медь	Максимальная температура, °C	500*	200	150
	k	228	159	138
Алюминий	Максимальная температура, °C	300*	200	150
	k	125	105	91
Сталь	Максимальная температура, °C	500*	200	150
	k	82	58	50

* Указанные температуры допускаются, если они не ухудшают качество соединений.

1.7.129. В местах, где возможно повреждение изоляции фазных проводников в результате искрения между неизолированным нулевым защитным проводником и металлической оболочкой или конструкцией (например, при прокладке проводов в трубах, коробах, лотках), нулевые защитные проводники должны иметь изоляцию, равноценную изоляции фазных проводников.

1.7.130. Неизолированные *РЕ*-проводники должны быть защищены от коррозии. В местах пересечения *РЕ*-проводников с кабелями, трубопроводами, железнодорожными путями, в местах их ввода в здания и в других местах, где возможны механические повреждения *РЕ*-проводников, эти проводники должны быть защищены.

В местах пересечения температурных и осадочных швов должна быть предусмотрена компенсация длины *РЕ*-проводников.

Совмещенные нулевые защитные и нулевые рабочие проводники (*PEN*-проводники)

1.7.131. В многофазных цепях в системе *TN* для стационарно проложенных кабелей, жилы которых имеют площадь поперечного сечения не менее 10 мм² по меди или 16 мм² по алюминию, функции нулевого защитного (*РЕ*) и нулевого рабочего (*N*) проводников могут быть совмещены в одном проводнике (*PEN*-проводник).

1.7.132. Не допускается совмещение функций нулевого защитного и нулевого рабочего проводников в цепях однофазного и постоянного тока. В качестве нулевого защитного проводника в таких цепях должен быть предусмотрен отдельный третий проводник. Это

требование не распространяется на ответвления от ВЛ напряжением до 1 кВ к однофазным потребителям электроэнергии.

1.7.133. Не допускается использование сторонних проводящих частей в качестве единственного *PEN*-проводника.

Это требование не исключает использования открытых и сторонних проводящих частей в качестве дополнительного *PEN*-проводника при присоединении их к системе уравнивания потенциалов.

1.7.134. Специально предусмотренные *PEN*-проводники должны соответствовать требованиям 1.7.126 к сечению защитных проводников, а также требованиям гл. 2.1 к нулевому рабочему проводнику.

Изоляция *PEN*-проводников должна быть равноценна изоляции фазных проводников. Не требуется изолировать шину *PEN* сборных шин низковольтных комплектных устройств.

1.7.135. Когда нулевой рабочий и нулевой защитный проводники разделены начиная с какой-либо точки электроустановки, не допускается объединять их за этой точкой по ходу распределения энергии. В месте разделения *PEN*-проводника на нулевой защитный и нулевой рабочий проводники необходимо предусмотреть отдельные зажимы или шины для проводников, соединенные между собой. *PEN*-проводник питающей линии должен быть подключен к зажиму или шине нулевого защитного *PE*-проводника.

Проводники системы уравнивания потенциалов

1.7.136. В качестве проводников системы уравнивания потенциалов могут быть использованы открытые и сторонние проводящие части, указанные в 1.7.121, или специально проложенные проводники, или их сочетание.

1.7.137. Сечение проводников основной системы уравнивания потенциалов должно быть не менее половины наибольшего сечения защитного проводника электроустановки, если сечение проводника уравнивания потенциалов при этом не превышает 25 мм² по меди или равноценное ему из других материалов. Применение проводников большего сечения, как правило, не требуется. Сечение проводников основной системы уравнивания потенциалов в любом случае должно быть не менее: медных - 6 мм², алюминиевых - 16 мм², стальных - 50 мм².

1.7.138. Сечение проводников дополнительной системы уравнивания потенциалов должно быть не менее:

при соединении двух открытых проводящих частей - сечения меньшего из защитных проводников, подключенных к этим частям;

при соединении открытой проводящей части и сторонней проводящей части - половины сечения защитного проводника, подключенного к открытой проводящей части.

Сечения проводников дополнительной системы уравнивания потенциалов, не входящих в состав кабеля, должны соответствовать требованиям 1.7.127.

Соединения и присоединения заземляющих, защитных проводников и проводников системы уравнивания и выравнивания потенциалов

1.7.139. Соединения и присоединения заземляющих, защитных проводников и проводников системы уравнивания и выравнивания потенциалов должны быть надежными и обеспечивать непрерывность электрической цепи. Соединения стальных проводников рекомендуется выполнять посредством сварки. Допускается в помещениях и в наружных установках без агрессивных сред соединять заземляющие и нулевые защитные проводники другими способами, обеспечивающими требования ГОСТ 10434 «Соединения контактные электрические. Общие технические требования» ко 2-му классу соединений.

Соединения должны быть защищены от коррозии и механических повреждений.

Для болтовых соединений должны быть предусмотрены меры против ослабления контакта.

1.7.140. Соединения должны быть доступны для осмотра и выполнения испытаний за исключением соединений, заполненных компаундом или герметизированных, а также сварных, паяных и спрессованных присоединений к нагревательным элементам в системах обогрева и их соединений, находящихся в полах, стенах, перекрытиях и в земле.

1.7.141. При применении устройств контроля непрерывности цепи заземления не допускается включать их катушки последовательно (в рассечку) с защитными проводниками.

1.7.142. Присоединения заземляющих и нулевых защитных проводников и проводников уравнивания потенциалов к открытым проводящим частям должны быть выполнены при помощи болтовых соединений или сварки.

Присоединения оборудования, подвергающегося частому демонтажу или установленного на движущихся частях или частях, подверженных сотрясениям и вибрации, должны выполняться при помощи гибких проводников.

Соединения защитных проводников электропроводок и ВЛ следует выполнять теми же методами, что и соединения фазных проводников.

При использовании естественных заземлителей для заземления электроустановок и сторонних проводящих частей в качестве защитных проводников и проводников уравнивания потенциалов контактные соединения следует выполнять методами, предусмотренными ГОСТ 12.1.030 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление».

1.7.143. Места и способы присоединения заземляющих проводников к протяженным естественным заземлителям (например, к трубопроводам) должны быть выбраны такими, чтобы при разъединении заземлителей для ремонтных работ ожидаемые напряжения прикосновения и расчетные значения сопротивления заземляющего устройства не превышали безопасных значений.

Шунтирование водомеров, задвижек и т. п. следует выполнять при помощи проводника соответствующего сечения в зависимости от того, используется ли он в качестве защитного проводника системы уравнивания потенциалов, нулевого защитного проводника или защитного заземляющего проводника.

1.7.144. Присоединение каждой открытой проводящей части электроустановки к нулевому защитному или защитному заземляющему проводнику должно быть выполнено при помощи отдельного ответвления. Последовательное включение в защитный проводник открытых проводящих частей не допускается.

Присоединение проводящих частей к основной системе уравнивания потенциалов должно быть выполнено также при помощи отдельных ответвлений.

Присоединение проводящих частей к дополнительной системе уравнивания потенциалов может быть выполнено при помощи как отдельных ответвлений, так и присоединения к одному общему неразъемному проводнику.

1.7.145. Не допускается включать коммутационные аппараты в цепи *PE*- и *PEN*-проводников, за исключением случаев питания электроприемников при помощи штепсельных соединителей.

Допускается также одновременное отключение всех проводников на вводе в электроустановки индивидуальных жилых, дачных и садовых домов и аналогичных им объектов, питающихся по однофазным ответвлениям от ВЛ. При этом разделение *PEN*-проводника на *PE*- и *N*-проводники должно быть выполнено до вводного защитно-коммутационного аппарата.

1.7.146. Если защитные проводники и/или проводники уравнивания потенциалов могут быть разъединены при помощи того же штепсельного соединителя, что и соответствующие фазные проводники, розетка и вилка штепсельного соединителя должны иметь специальные защитные контакты для присоединения к ним защитных проводников или проводников уравнивания потенциалов.

Если корпус штепсельной розетки выполнен из металла, он должен быть присоединен к защитному контакту этой розетки.

Переносные электроприемники

1.7.147. К переносным электроприемникам в Правилах отнесены электроприемники, которые могут находиться в руках человека в процессе их эксплуатации (ручной электроинструмент, переносные бытовые электроприборы, переносная радиоэлектронная аппаратура и т. п.).

1.7.148. Питание переносных электроприемников переменного тока следует выполнять от сети напряжением не выше 380/220 В.

В зависимости от категории помещения по уровню опасности поражения людей электрическим током (см. гл. 1.1) для защиты при косвенном прикосновении в цепях, питающих переносные электроприемники, могут быть применены автоматическое отключение питания, защитное электрическое разделение цепей, сверхнизкое напряжение, двойная изоляция.

1.7.149. При применении автоматического отключения питания металлические корпуса переносных электроприемников, за исключением электроприемников с двойной изоляцией, должны быть присоединены к нулевому защитному проводнику в системе *TN* или заземлены в системе *IT*, для чего должен быть предусмотрен специальный защитный (*PE*) проводник,

расположенный в одной оболочке с фазными проводниками (третья жила кабеля или провода — для электроприемников однофазного и постоянного тока, четвертая или пятая жила — для электроприемников трехфазного тока), присоединяемый к корпусу электроприемника и к защитному контакту вилки штепсельного соединителя. *РЕ*-проводник должен быть медным, гибким, его сечение должно быть равно сечению фазных проводников. Использование для этой цели нулевого рабочего (*N*) проводника, в том числе расположенного в общей оболочке с фазными проводниками, не допускается.

1.7.150. Допускается применять стационарные и отдельные переносные защитные проводники и проводники уравнивания потенциалов для переносных электроприемников испытательных лабораторий и экспериментальных установок, перемещение которых в период их работы не предусматривается. При этом стационарные проводники должны удовлетворять требованиям 1.7.121-1.7.130, а переносные проводники должны быть медными, гибкими и иметь сечение не меньше чем у фазных проводников. При прокладке таких проводников не в составе общего с фазными проводниками кабеля их сечения должны быть не менее указанных в 1.7.127.

1.7.151. Для дополнительной защиты от прямого прикосновения и при косвенном прикосновении штепсельные розетки с номинальным током не более 20 А наружной установки, а также внутренней установки, но к которым могут быть подключены переносные электроприемники, используемые вне зданий либо в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных, должны быть защищены устройствами защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА. Допускается применение ручного электроинструмента, оборудованного УЗО-вилками.

При применении защитного электрического разделения цепей в стесненных помещениях с проводящим полом, стенами и потолком, а также при наличии требований в соответствующих главах ПУЭ в других помещениях с особой опасностью, каждая розетка должна питаться от индивидуального разделительного трансформатора или от его отдельной обмотки.

При применении сверхнизкого напряжения питание переносных электроприемников напряжением до 50 В должно осуществляться от безопасного разделительного трансформатора.

1.7.152. Для присоединения переносных электроприемников к питающей сети следует применять штепсельные соединители, соответствующие требованиям 1.7.146.

В штепсельных соединителях переносных электроприемников, удлинительных проводов и кабелей проводник со стороны источника питания должен быть присоединен к розетке, а со стороны электроприемника - к вилке.

1.7.153. УЗО защиты розеточных цепей рекомендуется размещать в распределительных (групповых, квартирных) щитках. Допускается применять УЗО-розетки.

1.7.154. Защитные проводники переносных проводов и кабелей должны быть обозначены желто-зелеными полосами.

Передвижные электроустановки

1.7.155. Требования к передвижным электроустановкам не распространяются на:

судовые электроустановки;
электрооборудование, размещенное на движущихся частях станков, машин и механизмов;
электрифицированный транспорт;
жилые автофургоны.

Для испытательных лабораторий должны также выполняться требования других соответствующих нормативных документов.

1.7.156. Автономный передвижной источник питания электроэнергией - такой источник, который позволяет осуществлять питание потребителей независимо от стационарных источников электроэнергии (энергосистемы).

1.7.157. Передвижные электроустановки могут получать питание от стационарных или автономных передвижных источников электроэнергии.

Питание от стационарной электрической сети должно, как правило, выполняться от источника с глухозаземленной нейтралью с применением систем *TN-S* или *TN-C-S*. Объединение функций нулевого защитного проводника *PE* и нулевого рабочего проводника *N* в одном общем проводнике *PEN* внутри передвижной электроустановки не допускается. Разделение *PEN*-проводника питающей линии на *PE*- и *N*-проводники должно быть выполнено в точке подключения установки к источнику питания.

При питании от автономного передвижного источника его нейтраль, как правило, должна быть изолирована.

1.7.158. При питании стационарных электроприемников от автономных передвижных источников питания режим нейтрали источника питания и меры защиты должны соответствовать режиму нейтрали и мерам защиты, принятым для стационарных электроприемников.

1.7.159. В случае питания передвижной электроустановки от стационарного источника питания для защиты при косвенном прикосновении должно быть выполнено автоматическое отключение питания в соответствии с 1.7.79 с применением устройства защиты от сверхтоков. При этом время отключения, приведенное в табл. 1.7.1, должно быть уменьшено вдвое либо дополнительно к устройству защиты от сверхтоков должно быть применено устройство защитного отключения, реагирующее на дифференциальный ток.

В специальных электроустановках допускается применение УЗО, реагирующих на потенциал корпуса относительно земли.

При применении УЗО, реагирующего на потенциал корпуса относительно земли, уставка по значению отключающего напряжения должна быть равной 25 В при времени отключения не более 5 с.

1.7.160. В точке подключения передвижной электроустановки к источнику питания должно быть установлено устройство защиты от сверхтоков и УЗО, реагирующее на дифференциальный ток, номинальный отключающий дифференциальный ток которого должен быть на 1-2 ступени больше соответствующего тока УЗО, установленного на вводе в передвижную электроустановку.

При необходимости на вводе в передвижную электроустановку может быть применено защитное электрическое разделение цепей в соответствии с 1.7.85. При этом разделительный трансформатор, а также вводное защитное устройство должны быть помещены в изолирующую оболочку.

Устройство присоединения ввода питания в передвижную электроустановку должно иметь двойную изоляцию.

1.7.161. При применении автоматического отключения питания в системе ИТ для защиты при косвенном прикосновении должны быть выполнены:

защитное заземление в сочетании с непрерывным контролем изоляции, действующим на сигнал;

автоматическое отключение питания, обеспечивающее время отключения при двухфазном замыкании на открытые проводящие части в соответствии с табл. 1.7.10.

Таблица 1.7.10

**Наибольшее допустимое время защитного автоматического отключения
для системы ИТ в передвижных электроустановках, питающихся
от автономного передвижного источника**

Номинальное линейное напряжение, U , В	Время отключения, с
220	0,4
380	0,2
660	0,06
Более 660	0,02

Для обеспечения автоматического отключения питания должно быть применено: устройство защиты от сверхтоков в сочетании с УЗО, реагирующим на дифференциальный ток, или устройством непрерывного контроля изоляции, действующим на отключение, или, в соответствии с 1.7.159, УЗО, реагирующим на потенциал корпуса относительно земли.

1.7.162. На вводе в передвижную электроустановку должна быть предусмотрена главная шина уравнивания потенциалов, соответствующая требованиям 1.7.119 к главной заземляющей шине, к которой должны быть присоединены:

нулевой защитный проводник *РЕ* или защитный проводник *РЕ* питающей линии;

защитный проводник передвижной электроустановки с присоединенными к нему защитными проводниками открытых проводящих частей;

проводники уравнивания потенциалов корпуса и других сторонних проводящих частей передвижной электроустановки;

заземляющий проводник, присоединенный к местному заземлителю передвижной электроустановки (при его наличии).

При необходимости открытые и сторонние проводящие части должны быть соединены между собой посредством проводников дополнительного уравнивания потенциалов.

1.7.163. Защитное заземление передвижной электроустановки в системе *IT* должно быть выполнено с соблюдением требований либо к его сопротивлению, либо к напряжению прикосновения при однофазном замыкании на открытые проводящие части.

При выполнении заземляющего устройства с соблюдением требований к его сопротивлению значение его сопротивления не должно превышать 25 Ом. Допускается повышение указанного сопротивления в соответствии с 1.7.108.

При выполнении заземляющего устройства с соблюдением требований к напряжению прикосновения сопротивление заземляющего устройства не нормируется. В этом случае должно быть выполнено условие:

$$R_3 \leq 25/I_3,$$

где R_3 - сопротивление заземляющего устройства передвижной электроустановки, Ом;

I_3 - полный ток однофазного замыкания на открытые проводящие части передвижной электроустановки, А.

1.7.164. Допускается не выполнять местный заземлитель для защитного заземления передвижной электроустановки, питающейся от автономного передвижного источника питания с изолированной нейтралью, в следующих случаях:

1) автономный источник питания и электроприемники расположены непосредственно на передвижной электроустановке, их корпуса соединены между собой при помощи защитного проводника, а от источника не питаются другие электроустановки;

2) автономный передвижной источник питания имеет свое заземляющее устройство для защитного заземления, все открытые проводящие части передвижной электроустановки, ее корпус и другие сторонние проводящие части надежно соединены с корпусом автономного передвижного источника при помощи защитного проводника, а при двухфазном замыкании на разные корпуса электрооборудования в передвижной электроустановке обеспечивается время автоматического отключения питания в соответствии с табл. 1.7.10.

1.7.165. Автономные передвижные источники питания с изолированной нейтралью должны иметь устройство непрерывного контроля сопротивления изоляции относительно корпуса (земли) со световым и звуковым сигналами. Должна быть обеспечена возможность проверки исправности устройства контроля изоляции и его отключения.

Допускается не устанавливать устройство непрерывного контроля изоляции с действием на сигнал на передвижной электроустановке, питающейся от такого автономного передвижного источника, если при этом выполняется условие 1.7.164, пп. 2.

1.7.166. Защита от прямого прикосновения в передвижных электроустановках должна быть обеспечена применением изоляции токоведущих частей, ограждений и оболочек со степенью защиты не менее IP 2X. Применение барьеров и размещение вне пределов досягаемости не допускается.

В цепях, питающих штепсельные розетки для подключения электрооборудования, используемого вне помещения передвижной установки, должна быть выполнена дополнительная защита в соответствии с 1.7.151.

1.7.167. Защитные и заземляющие проводники и проводники уравнивания потенциалов должны быть медными, гибкими, как правило, находиться в общей оболочке с фазными проводниками. Сечение проводников должно соответствовать требованиям:

защитных - 1.7.126-1.7.127;

заземляющих - 1.7.113;

уравнивания потенциалов - 1.7.136-1.7.138.

При применении системы *IT* допускается прокладка защитных и заземляющих проводников и проводников уравнивания потенциалов отдельно от фазных проводников.

1.7.168. Допускается одновременное отключение всех проводников линии, питающей передвижную электроустановку, включая защитный проводник при помощи одного коммутационного аппарата (разъема).

1.7.169. Если передвижная электроустановка питается с использованием штепсельных соединителей, вилка штепсельного соединителя должна быть подключена со стороны передвижной электроустановки и иметь оболочку из изолирующего материала.

Электроустановки помещений для содержания животных

1.7.170. Питание электроустановок животноводческих помещений следует, как правило, выполнять от сети напряжением 380/220 В переменного тока.

1.7.171. Для защиты людей и животных при косвенном прикосновении должно быть выполнено автоматическое отключение питания с применением системы *TN-C-S*. Разделение *PEN*-проводника на нулевой защитный (*PE*) и нулевой рабочий (*N*) проводники следует выполнять на вводном щитке. При питании таких электроустановок от встроенных и пристроенных подстанций должна быть применена система *TN-S*, при этом нулевой рабочий проводник должен иметь изоляцию, равноценную изоляции фазных проводников на всем его протяжении.

Время защитного автоматического отключения питания в помещениях для содержания животных, а также в помещениях, связанных с ними при помощи сторонних проводящих частей, должно соответствовать табл. 1.7.11.

Таблица 1.7.11

**Наибольшее допустимое время защитного автоматического отключения
для системы *TN* в помещениях для содержания животных**

Номинальное фазное напряжение, U_0 , В	Время отключения, с
127	0,35
220	0,2
380	0,05

Если указанное время отключения не может быть гарантировано, необходимы дополнительные защитные меры, например дополнительное уравнивание потенциалов.

1.7.172. *PEN*-проводник на вводе в помещение должен быть повторно заземлен. Значение сопротивления повторного заземления должно соответствовать 1.7.103.

1.7.173. В помещениях для содержания животных необходимо предусматривать защиту не только людей, но и животных, для чего должна быть выполнена дополнительная система уравнивания потенциалов, соединяющая все открытые и сторонние проводящие части, доступные одновременному прикосновению (трубы водопровода, вакуумпровода, металлические ограждения стойл, металлические привязи и др.).

1.7.174. В зоне размещения животных в полу должно быть выполнено выравнивание потенциалов при помощи металлической сетки или другого устройства, которое должно быть соединено с дополнительной системой уравнивания потенциалов.

1.7.175. Устройство выравнивания и уравнивания электрических потенциалов должно обеспечивать в нормальном режиме работы электрооборудования напряжение прикосновения не более 0,2 В, а в аварийном режиме при времени отключения более указанного в табл. 1.7.11 для электроустановок в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках - не более 12 В.

1.7.176. Для всех групповых цепей, питающих штепсельные розетки, должна быть дополнительная защита от прямого прикосновения при помощи УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА.

1.7.177. В животноводческих помещениях, в которых отсутствуют условия, требующие выполнения выравнивания потенциалов, должна быть выполнена защита при помощи УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не менее 100 мА, устанавливаемых на вводном щитке.

Глава 1.8. НОРМЫ ПРИЕМОСДАТОЧНЫХ ИСПЫТАНИЙ

УТВЕРЖДЕНО

Министерством энергетики
Российской Федерации

Приказ от 09.04.2003 № 150

*Вводится в действие
с 1 сентября 2003 г.*

Общие положения

1.8.1. Электрооборудование до 500 кВ, вновь вводимое в эксплуатацию, должно быть подвергнуто приемо-сдаточным испытаниям в соответствии с требованиями настоящей главы. Приемо-сдаточные испытания рекомендуется проводить в нормальных условиях окружающей среды, указанных в государственных стандартах.

При проведении приемо-сдаточных испытаний электрооборудования, не охваченного настоящими нормами, следует руководствоваться инструкциями заводов-изготовителей.

1.8.2. Устройства релейной защиты и электроавтоматики на электростанциях и подстанциях проверяются по инструкциям, утвержденным в установленном порядке.

1.8.3. Помимо испытаний, предусмотренных настоящей главой, все электрооборудование должно пройти проверку работы механической части в соответствии с заводскими и монтажными инструкциями.

1.8.4. Заключение о пригодности оборудования к эксплуатации дается на основании результатов всех испытаний и измерений, относящихся к данной единице оборудования.

1.8.5. Все измерения, испытания и опробования в соответствии с действующими нормативно-техническими документами, инструкциями заводов-изготовителей и настоящими нормами, произведенные персоналом монтажных наладочных организаций непосредственно перед вводом электрооборудования в эксплуатацию, должны быть оформлены соответствующими актами и/или протоколами.

1.8.6. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты обязательно для электрооборудования на напряжение до 35 кВ.

При отсутствии необходимой испытательной аппаратуры переменного тока допускается испытывать электрооборудование распределительных устройств напряжением до 20 кВ повышенным выпрямленным напряжением, которое должно быть равно полуторакратному значению испытательного напряжения промышленной частоты.

1.8.7. Электрооборудование и изоляторы на номинальное напряжение, превышающее номинальное напряжение электроустановки, в которой они эксплуатируются, могут испытываться приложенным напряжением, установленным для класса изоляции данной электроустановки. Измерение сопротивления изоляции, если отсутствуют дополнительные указания, производится:

- аппаратов и цепей напряжением до 500 В — мегаомметром на напряжение 500 В;
- аппаратов и цепей напряжением от 500 В до 1000 В — мегаомметром на напряжение 1000 В;
- аппаратов напряжением выше 1000 В — мегаомметром на напряжение 2500 В;

Испытание повышенным напряжением изоляторов и трансформаторов тока, соединенных с силовыми кабелями 6-10 кВ, может производиться вместе с кабелями. Оценка состояния производится по нормам, принятым для силовых кабелей.

1.8.8. Испытания электрооборудования производства иностранных фирм производятся в соответствии с указаниями завода (фирмы)-изготовителя. При этом значения проверяемых величин должны соответствовать указанным в данной главе.

1.8.9. Испытание изоляции аппаратов повышенным напряжением промышленной частоты должно производиться, как правило, совместно с испытанием изоляции шин распределительного устройства (без расшиновки). При этом испытательное напряжение допускается принимать по нормам для оборудования, имеющего наименьшее испытательное напряжение.

1.8.10. При проведении нескольких видов испытаний изоляции электрооборудования испытанию повышенным напряжением должны предшествовать другие виды ее испытаний.

1.8.11. Испытание изоляции напряжением промышленной частоты, равным 1 кВ, может быть заменено измерением одноминутного значения сопротивления изоляции мегаомметром на 2500 В. Если при этом полученное значение сопротивления меньше приведенного в нормах, испытание напряжением 1 кВ промышленной частоты является обязательным.

1.8.12. В настоящей главе применяются следующие термины:

1. Испытательное напряжение промышленной частоты — действующее значение напряжения частотой 50 Гц, практически синусоидального, которое должна выдерживать изоляция электрооборудования при определенных условиях испытания.

2. Электрооборудование с нормальной изоляцией — электрооборудование, предназначенное для применения в электроустановках, подверженных действию грозовых перенапряжений при обычных мерах по грозозащите.

3. Электрооборудование с облегченной изоляцией — электрооборудование, предназначенное для применения в электроустановках, не подверженных действию грозовых перенапряжений или оборудованных специальными устройствами грозозащиты, ограничивающими амплитудное значение грозовых перенапряжений до значения, не превышающего амплитудного значения испытательного напряжения промышленной частоты.

4. Аппараты — выключатели всех классов напряжения, разъединители, отделители, короткозамыкатели, предохранители, разрядники, токоограничивающие реакторы, конденсаторы, комплектные экранированные токопроводы.

5. Ненормированная измеряемая величина — величина, абсолютное значение которой не регламентировано нормативными указаниями. Оценка состояния оборудования в этом случае производится путем сопоставления с данными аналогичных измерений на однотипном оборудовании, имеющем заведомо хорошие характеристики, или с результатами остальных испытаний.

6. Класс напряжения электрооборудования — номинальное напряжение электроустановки, для работы в которой предназначено данное электрооборудование.

1.8.13. Синхронные генераторы и компенсаторы

Синхронные генераторы мощностью более 1 МВт напряжением выше 1 кВ, а также синхронные компенсаторы должны испытываться в полном объеме настоящего параграфа.

Генераторы мощностью до 1 МВт напряжением выше 1 кВ должны испытываться по пп. 1-5, 7-15 настоящего параграфа.

Генераторы напряжением до 1 кВ независимо от их мощности должны испытываться по пп. 2, 4, 5, 8, 10-14 настоящего параграфа.

1. Определение возможности включения без сушки генераторов выше 1 кВ.

Следует производить в соответствии с указанием завода-изготовителя.

2. Измерение сопротивления изоляции.

Сопротивление изоляции должно быть не менее значений, приведенных в табл. 1.8.1.

3. Испытание изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки по фазам.

Испытанию подвергается каждая фаза или ветвь в отдельности при других фазах или ветвях, соединенных с корпусом. У генераторов с водяным охлаждением обмотки статора испытание производится в случае, если возможность этого предусмотрена в конструкции генератора.

Значения испытательного напряжения приведены в табл. 1.8.2.

Для турбогенераторов типа ТГВ-300 испытание следует производить по ветвям.

Таблица 1.8.1

Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента адсорбции

Испытуемый элемент	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
1. Обмотка статора	500, 1000, 2500	Не менее 10 МОм на 1 кВ номинального линейного напряжения.	Для каждой фазы или ветви в отдельности относительно корпуса и других заземленных фаз или ветвей. Значение R_{60}/R_{15} не ниже 1,3

	2500	По инструкции завода-изготовителя.	При протекании дистиллята через обмотку
2. Обмотка ротора	500, 1000	Не менее 0,5 (при водяном охлаждении - с осушенной обмоткой)	Допускается ввод в эксплуатацию генераторов мощностью не выше 300 МВт с неявнополюсными роторами, при косвенном или непосредственном воздушном и водородном охлаждении обмотки, имеющей сопротивление изоляции не ниже 2 кОм при температуре 75°C или 20 кОм при температуре 20°C. При большей мощности ввод генератора в эксплуатацию с сопротивлением изоляции обмотки ротора ниже 0,5 МОм (при 10-30 °C) допускается только по согласованию с заводом-изготовителем.
	1000	По инструкции завода-изготовителя.	При протекании дистиллята через охлаждающие каналы обмотки.
3. Цепи возбуждения генератора и коллекторного возбuditеля со всей присоединенной аппаратурой (без обмотки ротора и возбuditеля)	500-1000	Не менее 1,0	
4. Обмотки коллекторных возбuditеля и подвозбuditеля	1000	Не менее 0,5	
5. Бандажи якоря и коллектора коллекторных возбuditеля и подвозбuditеля	1000	Не менее 0,5	При заземленной обмотке якоря
6. Изолированные стяжные болты стали статора (доступные для измерения)	1000	Не менее 0,5	
7. Подшипники и уплотнения вала	1000	Не менее 0,3 для гидрогенераторов и 1,0 для турбогенераторов и компенсаторов.	Для гидрогенераторов измерение производится, если позволяет конструкция генератора и в заводской инструкции не указаны более жесткие нормы.
8. Диффузоры, щиты вентиляторов и другие узлы статора генераторов	500, 1000	В соответствии с заводскими требованиями	
9. Термодатчики с соединительными проводами, включая соединительные провода, уложенные внутри генератора			

- с косвенным охлаждением обмоток статора	250 или 500	Не менее 1,0	Напряжение мегаомметра - по заводской инструкции
-с непосредственным охлаждением обмоток статора	500	Не менее 0,5	
10. Концевой вывод обмотки статора турбогенераторов серии ТГВ	2500	1000	Измерение производится до соединения вывода с обмоткой статора

Таблица 1.8.2

**Испытательное выпрямленное напряжение для обмоток статоров
синхронных генераторов и компенсаторов**

Мощность генератора, МВт, компенсатора, МВ·А	Номинальное напряжение, кВ	Амплитудное испытательное напряжение, кВ
Менее 1	Все напряжения	$2,4 U_{ном.} + 1,2$
1 и более	До 3,3	$2,4 + 1,2 U_{ном.}$
	Св. 3,3 до 6,6 включит.	$1,28 \times 2,5 U_{ном.}$
	Св. 6,6 до 20 включит.	$1,28 (2 U_{ном.} + 3)$
	Св. 20 до 24 включит.	$1,28 (2 U_{ном.} + 1)$

Испытательное выпрямленное напряжение для генераторов типа ТГВ-200 и ТГВ-300 соответственно принимаются 40 и 50 кВ.

Для турбогенераторов ТВМ-500 ($U_{ном.} = 36,75$ кВ) испытательное напряжение - 75 кВ.

Измерение токов утечки для построения кривых зависимости их от напряжения производится не менее чем при пяти значениях выпрямленного напряжения - от $0,2 U_{max}$ до U_{max} равными ступенями. На каждой ступени напряжение выдерживается в течение 1 минуты. При этом фиксируются токи утечки через 15 и 60 с.

Оценка полученной характеристики производится в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

4. Испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты.

Испытание проводится по нормам, приведенным в табл. 1.8.3.

Испытанию подвергается каждая фаза или ветвь в отдельности при других фазах или ветвях, соединенных с корпусом.

Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения 1 мин.

При проведении испытаний изоляции повышенным напряжением промышленной частоты следует руководствоваться следующим:

а) испытание изоляции обмоток статора генератора рекомендуется производить до ввода ротора в статор. Если стыковка и сборка статора гидрогенератора осуществляются на монтажной площадке и впоследствии статор устанавливается в шахту в собранном виде, то изоляция его испытывается дважды: после сборки на монтажной площадке и после установки статора в шахту до ввода ротора в статор.

В процессе испытания осуществляется наблюдение за состоянием лобовых частей машины: у турбогенераторов — при снятых торцовых щитах, у гидрогенераторов — при открытых вентиляционных люках;

б) испытание изоляции обмотки статора для машин с водяным охлаждением следует производить при циркуляции дистиллированной воды в системе охлаждения с удельным сопротивлением не менее 100 кОм/см и номинальном расходе;

в) после испытания обмотки статора повышенным напряжением в течение 1 мин у генераторов 10 кВ и выше испытательное напряжение снизить до номинального напряжения генератора и выдержать в течение 5 мин для наблюдения за коронированием лобовых частей обмоток статора. При этом не должно быть сосредоточенного в отдельных точках свечения желтого или красного цвета, появления дыма, тления бандажей и тому подобных явлений. Голубое и белое свечение допускается;

г) испытание изоляции обмотки ротора турбогенераторов производится при номинальной частоте вращения ротора;

д) перед включением генератора в работу по окончании монтажа (у турбогенераторов - после ввода ротора в статор и установки торцевых щитов) необходимо провести контрольное испытание номинальным напряжением промышленной частоты или выпрямленным напряжением, равным $1,5 U_{\text{ном.}}$. Продолжительность испытаний 1 мин.

Таблица 1.8.3

**Испытательное напряжение промышленной частоты для обмоток
синхронных генераторов и компенсаторов**

Испытуемый элемент	Характеристика или тип генератора	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
1. Обмотка статора генератора	Мощность до 1 МВт, номинальное напряжение выше 0,1 кВ Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 3,3 кВ включительно Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 3,3 до 6,6 кВ включительно Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 6,6 до 20 кВ включительно Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 20 кВ	$0,8 (2 U_{\text{ном.}} + 1)$, но не менее 1,2 $0,8 (2 U_{\text{ном.}} + 1)$ $0,8 \cdot 2,5 U_{\text{ном.}}$ $0,8 (2 U_{\text{ном.}} + 3)$ $0,8 (2 U_{\text{ном.}} + 1)$	
2. Обмотка статора гидрогенератора, шихтовка или стыковка частей статора которого производится на месте монтажа, по окончании полной сборки обмотки и изолировки соединений	Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 3,3 кВ включительно Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 3,3 до 6,6 кВ включительно Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 6,6 до 20 кВ включительно	$2 U_{\text{ном.}} + 1$ $2,5 U_{\text{ном.}}$ $2 U_{\text{ном.}} + 3$	Если сборка статора производится на месте монтажа, но не на фундаменте, то до установки статора на фундамент его испытания производятся по п. 2, а после установки - по п. 1 таблицы
3. Обмотка явнополюсного ротора	Генераторы всех мощностей	$8 \cdot U_{\text{ном.}}$ возбуждения генератора, но не ниже 1,2 и не выше 2,8 кВ	
4. Обмотка неявнополюсного ротора	Генераторы всех мощностей	1,0	Испытательное напряжение принимается равным 1 кВ тогда, когда это не противоречит требованиям технических условий завода-изготовителя. Если техническими условиями предусмотрены более жесткие нормы испытания,

			испытательное напряжение должно быть повышено.	
5. Обмотка коллекторных возбuditеля и подвозбудителя	Генераторы мощностей	всех	$8 \cdot U_{\text{ном.}}$ возбуждения генератора, но не ниже 1,2 и не выше 2,8 кВ	Относительно корпуса и бандажей
6. Цепи возбуждения	Генераторы мощностей	всех	1,0	
7. Реостат возбуждения	Генераторы мощностей	всех	1,0	
8. Резистор цепи гашения ноля и АГП	Генераторы мощностей	всех	2,0	
9. Концевой вывод обмотки статора	ТГВ-200, ТГВ-200М, ТГВ-300, ТГВ -500		31,0*, 34,5** 39,0*, 43,0**	Испытания проводятся до установки концевых выводов на турбогенератор

* Для концевых выводов, испытанных на заводе вместе с изоляцией обмотки статора.

** Для резервных концевых выводов перед установкой на турбогенератор.

5. Измерение сопротивления постоянному току.

Нормы допустимых отклонений сопротивления постоянному току приведены в табл. 1.8.4.

При сравнении значений сопротивлений они должны быть приведены к одинаковой температуре.

Таблица 1.8.4

Допустимое отклонение сопротивления постоянному току

Испытуемый объект	Норма
Обмотка статора (измерение производить для каждой фазы или ветви в отдельности)	Измеренные сопротивления в практически холодном состоянии обмоток различных фаз не должны отличаться одно от другого более чем на 2%. Вследствие конструктивных особенностей (большая длина соединительных дуг и пр.) расхождение между сопротивлениями ветвей у некоторых типов генераторов может достигать 5%.
Обмотка ротора	Измеренное сопротивление обмоток не должно отличаться от данных завода-изготовителя более чем на 2%. У явнополюсных роторов измерение производится для каждого полюса в отдельности или попарно.
Резистор гашения поля, реостаты возбуждения	Сопротивление не должно отличаться от данных завода-изготовителя более чем на 10 %.
Обмотки возбуждения коллекторного возбuditеля	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 2 %.
Обмотка якоря возбuditеля (между коллекторными пластинами)	Значения измеренного сопротивления не должны отличаться друг от друга более чем на 10 % за исключением случаев, когда это обусловлено схемой соединения.

6. Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току.

Измерение производится в целях выявления витковых замыканий в обмотках ротора, а также состояния демпферной системы ротора. У неявнополюсных роторов измеряется сопротивление всей обмотки, а у явнополюсных - каждого полюса обмотки в отдельности или двух полюсов вместе. Измерение следует производить при подводимом напряжении 3 В на виток, но не более

200 В. При выборе значения подводимого напряжения следует учитывать зависимость сопротивления от значения подводимого напряжения. Сопротивление обмоток неявнополюсных роторов определяют на трех-четырех ступенях частоты вращения, включая номинальную, и в неподвижном состоянии, поддерживая приложенное напряжение или ток неизменным. Сопротивление по полюсам или парам полюсов измеряется только при неподвижном роторе. Отклонения полученных результатов от данных завода-изготовителя или от среднего значения измеренных сопротивлений полюсов более чем на 3-5 % свидетельствуют о наличии дефектов в обмотке ротора. На возникновение витковых замыканий указывает скачкообразный характер снижения сопротивления с увеличением частоты вращения, а на плохое качество в контактах демпферной системы ротора указывает плавный характер снижения сопротивления с увеличением частоты вращения. Окончательный вывод о наличии и числе замкнутых витков следует делать на основании результатов снятия характеристики КЗ и сравнения ее с данными завода-изготовителя.

7. Проверка и испытание электрооборудования систем возбуждения.

Приводятся нормы испытаний силового оборудования систем тиристорного самовозбуждения (далее СТС), систем независимого тиристорного возбуждения (СТН), систем безщеточного возбуждения (БСВ), систем полупроводникового высокочастотного возбуждения (ВЧ). Проверка автоматического регулятора возбуждения, устройств защиты, управления, автоматики и др. производится в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

Проверку и испытание электромашинных возбудителей следует производить в соответствии с 1.8.14.

7.1. Измерение сопротивления изоляции.

Значения сопротивлений изоляции при температуре 10-30 °С должны соответствовать приведенным в табл. 1.8.5.

7.2. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты.

Значение испытательного напряжения принимается согласно табл. 1.8.5, длительность приложения испытательного напряжения 1 мин.

7.3. Измерение сопротивления постоянному току обмоток трансформаторов и электрических машин в системах возбуждения.

Сопротивление обмоток электрических машин (вспомогательный генератор в системе СТН, индукторный генератор в системе ВЧ, обращенный синхронный генератор в системе БСВ) не должно отличаться более чем на 2 % от заводских данных; обмоток трансформаторов (выпрямительных в системах СТС, СТН, БСВ; последовательных в отдельных системах СТС) — более чем на 5%. Сопротивления параллельных ветвей рабочих обмоток индукторных генераторов не должны отличаться друг от друга более чем на 15 %, сопротивления фаз вращающихся подвозбудителей — не более чем на 10 %.

7.4. Проверка трансформаторов (выпрямительных, последовательных, собственных нужд, начального возбуждения, измерительных трансформаторов напряжения и тока).

Проверка производится в соответствии с нормами, приведенными в 1.8.16, 1.8.17, 1.8.18. Для последовательных трансформаторов ПТ определяется также зависимость между напряжением на разомкнутых вторичных обмотках и током статора генератора $U_{2п.т.} = f(I_{ст.})$.

Характеристика $U_{2п.т.} = f(I_{ст.})$ определяется при снятии характеристик трехфазного короткого замыкания генератора (блока) до $I_{ст.ном.}$. Характеристики отдельных фаз (при однофазных последовательных трансформаторах) не должны различаться между собой более чем на 5 %.

7.5. Определение характеристики вспомогательного синхронного генератора промышленной частоты в системах СТН.

Вспомогательный генератор (ВГ) проверяется в соответствии с п. 8 данного параграфа. Характеристика короткого замыкания ВГ определяется до $I_{ст.ном.}$, а характеристика холостого хода до $1,3U_{ст.ном.}$ с проверкой витковой изоляции в течение 5 мин.

Таблица 1.8.5

**Сопротивление изоляции и испытательные напряжения
элементов систем возбуждения**

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции		Значение испытательного напряжения промышленной частоты	Примечание
	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное значение сопротивления изоляции, МОм		
1. Тиристорный преобразователь (ТП) цепи ротора главного генератора в системах возбуждения СТС, СТН: токоведущие цепи преобразователей, связанные с тиристорами защитные цепи, вторичные обмотки выходных трансформаторов системы управления и т. д.; примыкающие к преобразователям отключенные разъединители (СТС), первичные обмотки трансформаторов собственных нужд (СТС). В системах с водяным охлаждением ТП вода при испытаниях отсутствует	2500	5	0,8 заводского испытательного напряжения ТП, но не менее 0,8 заводского испытательного напряжения обмотки ротора	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей ТП (первичных обмоток импульсных трансформаторов СУТ, блок-контактов силовых предохранителей, вторичных обмоток трансформаторов делителей тока и т. д.), примыкающих к ТП силовых элементов схемы (вторичных обмоток трансформаторов собственных нужд в СТС, другой стороны разъединителей в СТС ряда модификаций). Тиристоры (аноды, катоды, управляющие электроды) при испытаниях должны быть закорочены, а блоки системы управления тиристорами СУТ выдвинуты из разъемов
2. Тиристорный преобразователь в цепи возбуждения системы БСВ: токоведущие части, тиристоры и связанные с ними цепи (см. п.1). Тиристорный преобразователь в цепи возбуждения ВГ системы СТН	1000	5	0,8 заводского испытательного напряжения ТП, но не менее 0,8 испытательного напряжения обмотки возбуждения обращенного генератора или ВГ	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей ТП, не связанных с силовыми цепями (см. п.1). При испытаниях ТП отключен по входу и выходу от силовой схемы; тиристоры (аноды, катоды, управляющие электроды) должны быть закорочены, а блоки СУТ выдвинуты из разъемов
3. Выпрямительная установка в системе ВЧ возбуждения.	1000	5	0,8 заводского испытательного напряжения выпрямительной установки, но не менее 0,8 испытательного	Относительно корпуса. При испытаниях выпрямительная установка отключена от источника питания и обмотки ротора, шины питания и шины выхода (А,

			напряжения обмотки ротора.	В, С, +, -) объединены.
4. Вспомогательный синхронный генератор ВГ в системах СТН: - обмотки статора	2500	5,0	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки статора ВГ, но не менее 0,8 испытательного напряжения обмотки ротора главного генератора	Относительно корпуса и между обмотками
- обмотки возбуждения	1000	5,0	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки возбуждения обращенного генератора или ВГ	Относительно корпуса
5. Индукторный генератор в системе ВЧ возбуждения: - рабочие обмотки (три фазы) и обмотка последовательного возбуждения	1000	5,0	0,8 заводского испытательного напряжения обмоток, но не менее 0,8 испытательного напряжения обмотки ротора генератора	Относительно корпуса и соединенных с ним обмоток независимого возбуждения, между обмотками
- обмотки независимого возбуждения	1000	5,0	0,8 заводского испытательного напряжения обмоток	Относительно корпуса и между обмотками независимого возбуждения
6. Подвозбудитель в системе ВЧ возбуждения	1000	5,0	0,8 заводского испытательного напряжения	Каждая фаза относительно других, соединенных с корпусом
7. Обращенный генератор совместно с вращающимся преобразователем в системе БСВ: - обмотки якоря совместно с вращающимся преобразователем;	1000	5,0	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки якоря	Относительно корпуса. Возбудитель отсоединен от ротора генератора; вентили, RC - цепи или варисторы зашунтированы (соединены +, -, шпильки переменного тока); подняты щетки на измерительных контактных кольцах
- обмотки возбуждения обращенного генератора	500	5,0	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки возбуждения, но не менее 1,2 кВ	Относительно корпуса. Обмотки возбуждения отсоединены от схемы
8. Выпрямительный трансформатор ВТ в системах СТС.	2500	5,0	0,8 заводского испытательного напряжения обмоток	Относительно корпуса и между обмотками

Выпрямительные трансформаторы в системах возбуждения ВГ (СТН) и БСВ: первичная обмотка	2500	5,0	трансформатора; вторичные обмотки для ВГ и БСВ - не менее 1,2 кВ	
вторичная обмотка	1000			
9. Последовательные трансформаторы в системах СТС	2500	5,0	0,8 заводского испытательного напряжения обмоток	Относительно корпуса и между обмотками
10. Токопроводы, связывающие источники питания (ВГ в системе СТН, ВГ и ПГ в системе СТС), индукторный генератор в ВЧ системе с тиристорными или диодными преобразователями, токопроводы постоянного тока:				
- без присоединенной аппаратуры;	2500	10	0,8 заводского испытательного напряжения токопроводов	Относительно «земли» между фазами.
- с присоединенной аппаратурой	2500	5,0	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки ротора	Относительно «земли» между фазами.
11. Силовые элементы систем СТС, СТН, ВЧ (источники питания, преобразователи и т.д.) со всей присоединенной аппаратурой вплоть до выключателей ввода возбуждения либо до разъединителей выхода преобразователей (схемы систем возбуждения без резервных возбuditелей):				
- системы без водяного охлаждения преобразователей и с водяным охлаждением при незаполненной водой системе охлаждения;	1000	1,0	1,0 кВ	Относительно корпуса
- при заполненной водой (с удельным сопротивлением не менее 75 кОм·см) системе охлаждения ТП	1000	0,15	1,0 кВ	Блоки системы управления выдвинуты
12. Силовые цепи	1000	0,1	0,8 заводского	Относительно «земли»

возбуждения генератора без обмотки ротора (после выключателя ввода возбуждения или разъединителей постоянного тока (см. п. 11); устройство АГП, разрядник, силовой резистор, шинопроводы и т. д. Цепи, подключенные к измерительным кольцам в системе БСВ (обмотка ротора отключена)			испытательного напряжения ротора	
--	--	--	----------------------------------	--

7.6. Определение характеристики индукторного генератора совместно с выпрямительной установкой в системе ВЧ возбуждения.

Производится при отключенной обмотке последовательного возбуждения.

Характеристика холостого хода индукторного генератора совместно с выпрямительной установкой (ВУ) [$U_{ст}, U_{в\gamma} = f(I_{н.в.})$], где $I_{н.в.}$ — ток в обмотке независимого возбуждения], определяемая до значения $U_{в\gamma}$, соответствующего удвоенному номинальному значению напряжения ротора, не должна отличаться от заводской более чем на 5%. Разброс напряжений между последовательно соединенными вентилями ВУ не должен превышать 10% среднего значения.

Характеристика короткого замыкания индукторного генератора совместно с ВУ также не должна отличаться от заводской более чем на 5 %. При выпрямленном токе, соответствующем номинальному току ротора, разброс токов по параллельным ветвям в плечах ВУ не должен превышать ± 20 % среднего значения. Определяется также нагрузочная характеристика при работе на ротор до $I_{рхх}[I_p = f(I_{в.в.})]$, где $I_{в.в.}$ — ток возбуждения возбудителя.

7.7. Определение внешней характеристики вращающегося подвозбудителя в системах ВЧ возбуждения.

При изменении нагрузки на подвозбудитель (нагрузкой является автоматический регулятор возбуждения) изменение напряжения подвозбудителя не должно превышать значения, указанного в заводской документации. Разность напряжения по фазам не должна превышать 10%.

7.8. Проверка элементов обращенного синхронного генератора, вращающегося преобразователя в системе БСВ.

Измеряются сопротивления постоянному току переходных контактных соединений вращающегося выпрямителя: сопротивление токопровода, состоящего из выводов обмоток и проходных шпилек, соединяющих обмотку якоря с предохранителями (при их наличии); соединения вентиля с предохранителями; сопротивление самих предохранителей вращающегося преобразователя. Результаты измерения сравниваются с заводскими нормами.

Проверяются усилия затяжки вентиля, предохранителей RC-цепей, варисторов и т.д. в соответствии с заводскими нормами.

Измеряются обратные токи вентиля вращающегося преобразователя в полной схеме с RC-цепями (либо варисторами) при напряжении, равном повторяющемуся для данного класса. Токи не должны превышать значения, указанные в заводских инструкциях на системы возбуждения.

7.9. Определение характеристик обращенного генератора и вращающегося выпрямителя в режимах трехфазного короткого замыкания генератора (блока).

Измеряются ток статора $I_{ст}$, ток возбуждения возбудителя $I_{в.в.}$, напряжение ротора U_p , определяется соответствие характеристик возбудителя $U_p = f(I_{в.в.})$ заводским. По измеренным токам статора и заводской характеристике короткого замыкания генератора $I_{ст} = f(I_p)$ определяется правильность настройки датчиков тока ротора. Отклонение измеренного с помощью датчика типа ДТР-П тока ротора (тока выхода БСВ) не должно превышать 10 % расчетного значения тока ротора.

7.10. Проверка тиристорных преобразователей систем СТС, СТН, БСВ.

Измерение сопротивления изоляции и испытание повышенным напряжением производятся в соответствии с табл. 1.8.5.

Производятся гидравлические испытания повышенным давлением воды тиристорных преобразователей (ТП) с водяной системой охлаждения. Значение давления и время его воздействия должны соответствовать нормам завода-изготовителя на каждый тип преобразователя. Выполняется повторная проверка изоляции ТП после заполнения дисциллятом (см. табл. 1.8.3).

Проверяется отсутствие пробитых тириستоров, поврежденных RC-цепей. Проверка выполняется с помощью омметра.

Проверяется целостность параллельных цепей плавкой вставки каждого силового предохранителя путем измерения сопротивления постоянному току.

Проверяется состояние системы управления тиристором, диапазон регулирования выпрямленного напряжения при воздействии на систему управления тиристором.

Проверяется ТП при работе генератора в номинальном режиме с номинальным током ротора. Проверка выполняется в следующем объеме:

- распределение токов между параллельными ветвями плеч преобразователей; отклонение значений токов в ветвях от среднеарифметического значения тока ветви должно быть не более 10 %;

- распределение обратных напряжений между последовательно включенными тиристорами с учетом коммутационных перенапряжений; отклонение мгновенного значения обратного напряжения от среднего на тиристоре ветви должно быть не более ± 20 %;

- распределение тока между параллельно включенными преобразователями; токи не должны отличаться более чем на ± 10 % от среднего расчетного значения тока через преобразователь;

- распределение тока в ветвях одноименных плеч параллельно включенных ТП; отклонение от среднего расчетного значения тока ветви одноименных плеч не должно быть более ± 20 %.

7.11. Проверка выпрямительной диодной установки в системе ВЧ возбуждения.

Производится при работе генератора в номинальном режиме с номинальным током ротора. При проверке определяется:

- распределение тока между параллельными ветвями плеч; отклонение от среднего значения должно быть не более ± 20 %;

- распределение обратных напряжений по последовательно включенным вентилям; отклонение от среднего значения должно быть не более ± 20 %.

7.12. Проверка коммутационной аппаратуры, силовых резисторов, аппаратуры собственных нужд систем возбуждения.

Проверка производится в соответствии с указаниями завода-изготовителя и 1.8.34.

7.13. Измерение температуры силовых резисторов, диодов, предохранителей, шин и других элементов преобразователей и шкафов, в которых они расположены.

Измерения выполняются после включения систем возбуждения под нагрузку. Температуры элементов не должны превышать значений, указанных в инструкциях заводов-изготовителей. При проверке рекомендуется применение тепловизоров, допускается использование пирометров.

8. Определение характеристик генератора:

а) трехфазного КЗ. Характеристика снимается при изменении тока статора до номинального. Отклонения от заводской характеристики должны находиться в пределах погрешности измерения.

Снижение измеренной характеристики, которое превышает погрешность измерения, свидетельствует о наличии витковых замыканий в обмотке ротора.

У генераторов, работающих в блоке с трансформатором, снимается характеристика КЗ всего блока (с установкой закоротки за трансформатором). Характеристику собственно генератора, работающего в блоке с трансформатором, допускается не определять, если имеются протоколы соответствующих испытаний на стенде заводов-изготовителей.

У синхронных компенсаторов без разгонного двигателя снятие характеристик трехфазного КЗ производится на выбеге в том случае, если отсутствует характеристика, снятая на заводе;

б) холостого хода. Подъем напряжения номинальной частоты на холостом ходу производить до 130 % номинального напряжения турбогенераторов и синхронных компенсаторов, до 150 % номинального напряжения гидрогенераторов. Допускается снимать характеристику холостого хода турбо- и гидрогенератора до номинального тока возбуждения при пониженной частоте вращения генератора при условии, что напряжение на обмотке статора не будет превосходить 1,3 номинального. У синхронных компенсаторов разрешается снимать характеристику на

выбеге. У генераторов, работающих в блоке с трансформаторами, снимается характеристика холостого хода блока; при этом генератор возбуждается до 1,15 номинального напряжения (ограничивается трансформатором). Характеристику холостого хода собственно генератора, отсоединенного от трансформатора блока, допускается не снимать, если имеются протоколы соответствующих испытаний на заводе-изготовителе. Отклонение характеристики холостого хода от заводской не нормируется, но должно быть в пределах погрешности измерения.

9. Испытание междувитковой изоляции.

Испытание следует производить подъемом напряжения номинальной частоты генератора на холостом ходу до значения, соответствующего 150 % номинального напряжения статора гидрогенераторов, 130 % — турбогенераторов и синхронных компенсаторов. Для генераторов, работающих в блоке с трансформатором, — см. указания п. 9. При этом следует проверить симметрию напряжений по фазам. Продолжительность испытания при наибольшем напряжении — 5 мин.

Испытание междувитковой изоляции рекомендуется производить одновременно со снятием характеристики холостого хода.

10. Измерение вибрации.

Вибрация (размах вибросмещений, удвоенная амплитуда колебаний) узлов генератора и их электромашинных возбудителей не должна превышать значений, приведенных в табл. 1.8.6.

Вибрация подшипников синхронных компенсаторов с номинальной частотой вращения ротора 750 - 1500 об/мин не должна превышать 80 мкм по размаху вибросмещений или $2,2 \text{ мм} \cdot \text{с}^{-1}$ по среднеквадратическому значению вибрационной скорости.

Таблица 1.8.6

Предельные значения вибрации генераторов и их возбудителей

Контролируемый узел	Вибрация, мкм, при частоте вращения ротора, об/мин						Примечание
	до 100	от 100 до 187,5	от 187,5 до 375	от 375 до 750	1500	3000	
1. Подшипники турбогенераторов и возбудителей, крестовины со встроенными в них направляющими подшипниками гидрогенераторов вертикального исполнения	180	150	100	70	50*	30*	Вибрация подшипников турбогенераторов, их возбудителей и горизонтальных гидрогенераторов измеряется на верхней крышке подшипников в вертикальном направлении и у разъема - в осевом и поперечном направлениях. Для вертикальных гидрогенераторов приведенные значения вибрации относятся к горизонтальному и вертикальному направлениям.
2. Контактные кольца ротора турбогенераторов	-	-	-	-	-	200	Вибрации измеряются в горизонтальном и вертикальном направлениях.

* при наличии аппаратуры контроля виброскорости производится ее измерение, среднеквадратическое значение виброскорости не должно превышать $2,8 \text{ мм} \cdot \text{с}^{-1}$ по вертикальной и поперечной осям и $4,5 \text{ мм} \cdot \text{с}^{-1}$ - по продольной оси.

11. Проверка и испытание системы охлаждения.

Производится в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

12. Проверка и испытание системы маслоснабжения.

Производится в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

13. Проверка изоляции подшипника при работе генератора (компенсатора).

Производится путем измерения напряжения между концами вала, а также между фундаментной плитой и корпусом изолированного подшипника. При этом напряжение между фундаментной плитой и подшипником должно быть не более напряжения между концами вала. Различие между напряжениями более чем на 10 % указывает на неисправность изоляции.

14. Испытание генератора (компенсатора) под нагрузкой.

Нагрузка определяется практическими возможностями в период приемо-сдаточных испытаний. Нагрев статора при данной нагрузке должен соответствовать паспортным данным.

15. Определение характеристик коллекторного возбудителя.

Характеристика холостого хода определяется до наибольшего (потолочного) значения напряжения или значения, установленного заводом-изготовителем.

Снятие нагрузочной характеристики производится при нагрузке на ротор генератора не ниже номинального тока возбуждения генератора. Отклонения характеристик от заводских должны быть в пределах допустимой погрешности измерений.

16. Испытание концевых выводов обмотки статора турбогенератора серии ТГВ.

Помимо испытаний, указанных в табл. 1.8.1 и 1.8.3, концевые выводы с конденсаторной стеклоэпоксидной изоляцией подвергаются испытаниям по пп.16.1 и 16.2.

16.1. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg} \delta$).

Измерение производится перед установкой концевого вывода на турбогенератор при испытательном напряжении 10 кВ и температуре окружающего воздуха 10-30°C.

Значение $\operatorname{tg} \delta$ собранного концевого вывода не должно превышать 130 % значения, полученного при измерениях на заводе. В случае измерения $\operatorname{tg} \delta$ концевого вывода без фарфоровых покрышек его значение не должно превышать 3 %.

16.2. Проверка газоплотности.

Испытание на газоплотность концевых выводов, испытанных на заводе давлением 0,6 МПа, производится давлением сжатого воздуха 0,5 МПа.

Концевой вывод считается выдержавшим испытание, если при давлении 0,3 МПа падение давления не превышает 1 кПа/ч.

17. Измерение остаточного напряжения генератора при отключении АГП в цепи ротора.

Значение остаточного напряжения не нормируется.

18. Испытание генератора (компенсатора) под нагрузкой.

Нагрузка определяется практически возможностями в период приемо-сдаточных испытаний. Нагрев статора при данной нагрузке должен соответствовать данным завода-изготовителя.

1.8.14. Машины постоянного тока

Машины постоянного тока мощностью до 200 кВт, напряжением до 440 В следует испытывать по пп. 1, 2, 4в, 8; все остальные — дополнительно по пп. 3, 4а, 5 настоящего параграфа.

Возбудители синхронных генераторов и компенсаторов следует испытывать по пп. 1-6, 8 настоящего параграфа.

Измерение по п. 7 настоящего параграфа следует производить для машин, поступивших на место монтажа в разобранном виде.

1. Определение возможности включения без сушки машин постоянного тока.

Следует производить в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

2. Измерение сопротивления изоляции.

а) Сопротивление изоляции обмоток.

Измерение производится при номинальном напряжении обмотки до 0,5 кВ включительно мегаомметром на напряжении 500 В, а при номинальном напряжении обмотки выше 0,5 кВ -мегаомметром на напряжении 1000 В.

Измеренное значение сопротивления изоляции должно быть не менее приведенного в табл. 1.8.7.

б) Сопротивление изоляции бандажей.

Измерение производится относительно корпуса и удерживаемых ими обмоток.

Измеренное значение сопротивления изоляции должно быть не менее 0,5 Мом.

3. Испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты.

Испытание производится по нормам, приведенным в табл. 1.8.8. Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения 1 мин. Обмотки машин мощностью менее 3 кВт допускается не испытывать.

Таблица 1.8.7

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции обмоток машин постоянного тока

Температура обмотки, °С	Сопротивление изоляции R_{60} ", Мом, при номинальном напряжении машин, В				
	230	460	650	750	900
10	2,7	5,3	8,0	9,3	10,8
20	1,85	3,7	5,45	6,3	7,5
30	1,3	2,6	3,8	4,4	5,2
40	0,85	1,75	2,5	2,9	3,5
50	0,6	1,2	1,75	2,0	2,35
60	0,4	0,8	1,15	1,35	1,6
70	0,3	0,5	0,8	0,9	1,0
75	0,22	0,45	0,65	0,75	0,9

Таблица 1.8.8

Испытательное напряжение промышленной частоты изоляции машин постоянного тока

Испытуемый объект	Характеристика электрической машины	Испытательное напряжение, кВ
Обмотка	Машины всех мощностей	$8U_{ном.}$, но не ниже 1,2 и не выше 2,8
Бандажи якоря	Тоже	1
Реостаты и пускорегулировочные резисторы (испытание может проводиться совместно с цепями возбуждения)	-	1 (Изоляцию можно испытывать совместно с изоляцией цепей возбуждения)

4. Измерение сопротивления постоянному току:

а) обмоток возбуждения. Значение сопротивления должно отличаться от данных завода-изготовителя не более чем на 2 %;

б) обмотки якоря (между коллекторными пластинами). Значения сопротивлений должны отличаться одно от другого не более чем на 10 % за исключением случаев, когда колебания обусловлены схемой соединения обмоток;

в) реостатов и пускорегулировочных резисторов. Измеряется общее сопротивление, проверяется целостность отпаяк. Значения сопротивлений должны отличаться от данных завода-изготовителя не более чем на 10 %.

5. Снятие характеристики холостого хода и испытание витковой изоляции.

Подъем напряжения следует производить: для генераторов постоянного тока до 130 % номинального напряжения; для возбуждителей - до наибольшего (потолочного) или установленного заводом-изготовителем напряжения. При испытании витковой изоляции машин с числом полюсов более четырех среднее напряжение между соседними коллекторными пластинами должно быть не выше 24 В. Продолжительность испытания витковой изоляции — 3 мин.

Отклонение данных полученной характеристики от значений заводской характеристики должно находиться в пределах погрешности измерения.

6. Снятие нагрузочной характеристики.

Следует производить для возбуждителей при нагрузке до значения не ниже номинального тока возбуждения генератора. Отклонение от заводской характеристики не нормируется.

7. Измерение воздушных зазоров между полюсами.

Измерения производятся у машин мощностью 200 кВт и более. Размеры зазора в диаметрально противоположных точках должны отличаться один от другого не более чем на 10% среднего размера зазора. Для возбуждителей турбогенераторов 300 МВт и более это отличие не должно превышать 5%.

8. Испытание на холостом ходу и под нагрузкой.

Определяется предел регулирования частоты вращения или напряжения, который должен соответствовать заводским и проектным данным.

1.8.15. Электродвигатели переменного тока

Электродвигатели переменного тока напряжением до 1 кВ испытываются по пп. 2, 4б, 5, 6.

Электродвигатели переменного тока напряжением выше 1 кВ испытываются по пп. 1-6.

1. Определение возможности включения без сушки электродвигателей напряжением выше 1 кВ.

Электродвигатели переменного тока включаются без сушки, если значение сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции не ниже указанных в табл. 1.8.9.

Таблица 1.8.9

Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции для обмоток статора электродвигателей

Мощность, номинальное напряжение электродвигателя, вид изоляции обмоток	Критерии оценки состояния изоляции обмотки статора	
	Значение сопротивления изоляции, МОм	Значение коэффициента абсорбции R_{60}/R_{15}
1. Мощность более 5 МВт, терморезистивная и микалентная компаундированная изоляция	При температуре 10-30 °С сопротивление изоляции не ниже 10 МОм на 1 кВ номинального линейного напряжения	Не менее 1,3 при температуре 10-30°С
2. Мощность 5 МВт и ниже, напряжение выше 1 кВ, терморезистивная изоляция		
3. Двигатели с микалентной компаундированной изоляцией, напряжение выше 1 кВ, мощностью от 1 до 5 МВт включительно, а также двигатели меньшей мощности наружной установки с такой же изоляцией напряжением выше 1 кВ	Не ниже значений, указанных в табл. 1.8.10.	Не менее 1,2
4. Двигатели с микалентной компаундированной изоляцией, напряжение выше 1 кВ, мощностью более 1 МВт, кроме указанных в п.3	Не ниже значений, указанных в табл. 1.8.10.	-
5. Напряжение ниже 1 кВ, все виды изоляции	Не ниже 1,0 Мом при температуре 10-30°С	-
6. Обмотка ротора	0,2	-
7. Термоиндикаторы с соединительными проводами, подшипники	В соответствии с указаниями заводов-изготовителей	

2. Измерение сопротивления изоляции.

Допустимые значения сопротивления изоляции электродвигателей напряжением выше 1 кВ должны соответствовать нормам, приведенным в табл. 1.8.10.

У синхронных электродвигателей и электродвигателей с фазным ротором на напряжение 3 кВ и выше или мощностью более 1 МВт производится измерение сопротивления изоляции ротора мегаомметром на напряжение 1000 В. Измеренное значение сопротивления должно быть не ниже 0,2 МОм.

3. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты.

Производится на полностью собранном электродвигателе.

Испытание обмотки статора производится для каждой фазы в отдельности относительно корпуса при двух других, соединенных с корпусом. У двигателей, не имеющих выводов каждой фазы в отдельности, допускается производить испытание всей обмотки относительно корпуса.

Значения испытательных напряжений приведены в табл. 1.8.11. Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.

Таблица 1.8.10

**Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции для электродвигателей
(табл. 1.8.9, пп. 3, 4)**

Температура обмотки, °C	Сопротивление изоляции R_{60}'' , МОм, при номинальном напряжении обмотки, кВ		
	3-3,15	6-6,3	10-10,5
10	30	60	100
20	20	40	70
30	15	30	50
40	10	20	35
50	7	15	25
60	5	10	17
75	3	6	10

Таблица 1.8.11

**Испытательные напряжения промышленной частоты
для обмоток электродвигателей переменного тока**

Испытуемый элемент	Мощность электродвигателя, кВт	Номинальное напряжение электродвигателя, кВ	Испытательное напряжение, кВ
1. Обмотка статора	Менее 1,0 От 1,0 и до 1000 От 1000 и более От 1000 и более От 1000 и более	Ниже 0,1 Ниже 0,1 Выше 0,1 До 3,3 включительно Свыше 3,3 до 6,6 включительно Свыше 6,6	$0,8 (2U_{ном} + 0,5)$ $0,8 (2U_{ном} + 1)$ $0,8 (2U_{ном} + 1)$, но не менее 1,2 $0,8 (2U_{ном} + 1)$ $0,8 \times 2,5U_{ном}$ $0,8 (2U_{ном} + 3)$
2. Обмотка ротора синхронных электродвигателей, предназначенных для непосредственного пуска, с обмоткой возбуждения, замкнутой на резистор или источник питания.	-	-	8-кратное $U_{ном}$ системы возбуждения, но не менее 1,2 и не более 2,8
3. Обмотка ротора электродвигателя с фазным ротором.	-	-	$1,5U_p^*$, но не менее 1,0
4. Резистор цепи гашения поля синхронных двигателей.	-	-	2,0
5. Реостаты и пускорегулирующие резисторы.	-	-	$1,5U_p^*$, но не менее 1,0

* U_p напряжение на кольцах при разомкнутом неподвижном роторе и номинальном напряжении на статоре.

4. Измерение сопротивления постоянному току.

Измерение производится при практически холодном состоянии машины.

а) Обмотки статора и ротора*

* Сопротивление постоянному току обмотки ротора измеряется у синхронных электродвигателей и асинхронных электродвигателей с фазным ротором.

Измерение производится у электродвигателей на напряжение 3 кВ и выше. Приведенные к одинаковой температуре измеренные значения сопротивлений различных фаз обмоток, а также обмотки возбуждения синхронных двигателей не должны отличаться друг от друга и от исходных данных более чем на 2 %.

б) Реостаты и пускорегулировочные резисторы

Для реостатов и пусковых резисторов, установленных на электродвигателях напряжением 3 кВ и выше сопротивление измеряется на всех ответвлениях. Для электродвигателей напряжением ниже 3 кВ измеряется общее сопротивление реостатов и пусковых резисторов и проверяется целостность отпаяк.

Значения сопротивления не должны отличаться от исходных значений более чем на 10 %.

5. Проверка работы электродвигателя на холостом ходу или с ненагруженным механизмом.

Продолжительность проверки не менее 1 часа.

6. Проверка работы электродвигателя под нагрузкой.

Производится при нагрузке, обеспечиваемой технологическим оборудованием к моменту сдачи в эксплуатацию. При этом для электродвигателя с регулируемой частотой вращения определяются пределы регулирования. Проверяется тепловое и вибрационное состояние двигателя.

1.8.16. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы и заземляющие дугогасящие реакторы (дугогасящие катушки)

Маслонаполненные трансформаторы мощностью до 630 кВА испытываются по пп. 1, 2 (только сопротивление изоляции), 11-14.

Маслонаполненные трансформаторы мощностью до 1,6 МВ·А испытываются по пп. 1, 2, 4, 9, 11-14.

Маслонаполненные трансформаторы мощностью более 1,6 МВ·А, а также трансформаторы собственных нужд электростанций независимо от мощности испытываются в полном объеме, предусмотренном настоящим параграфом.

Сухие и заполненные негорючим жидким диэлектриком трансформаторы всех мощностей испытываются по пп. 1-7, 12, 14.

1. Определение условий включения трансформаторов.

Следует производить в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

2. Измерение характеристик изоляции.

Для трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно мощностью до 10 МВ·А и дугогасящих реакторов сопротивление изоляции обмоток должно быть не ниже следующих значений:

$T_{обм}, ^\circ\text{C}$	10	20	30	40	50	60	70
$R_{60}, \text{МОм}$	450	300	200	130	90	60	40

Сопротивление изоляции сухих трансформаторов при температуре 20-30°C должно быть для обмоток с номинальным напряжением:

- до 1 кВ включительно — не менее 100 МОм;
- более 1 кВ до 6 кВ — не менее 300 МОм;
- более 6 кВ — не менее 500 МОм.

Для остальных трансформаторов сопротивление изоляции, приведенное к температуре измерений на заводе-изготовителе, должно составлять не менее 50 % исходного значения.

Значения тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$), приведенные к температуре измерений на заводе-изготовителе, не должны отличаться от исходных значений в сторону ухудшения более чем на 50 %.

Измерение сопротивления изоляции и $\text{tg } \delta$ должно производиться при температуре обмоток не ниже:

- 10 °C — у трансформаторов напряжением до 150 кВ;
- 20 °C — у трансформаторов напряжением 220-750 кВ.

Измерение $\tan \delta$ трансформаторов мощностью до 1600 кВА не обязательно.

Измерение сопротивления изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и электростатических экранов, относительно обмоток и магнитопровода производится в случае осмотра активной части. Измеренные значения должны быть не менее 2 МОм, а изоляции ярмовых балок не менее 0,5 МОм. Измерения производятся мегаомметром на напряжение 1000 В.

3. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты:

а) изоляции обмоток вместе с вводами. Испытательные напряжения приведены в табл. 1.8.12. Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения 1 мин.

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции обмоток маслонаполненных трансформаторов не обязательно.

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции обмоток сухих трансформаторов обязательно и производится по нормам табл. 1.8.12 для аппаратов с облегченной изоляцией.

Импортные трансформаторы разрешается испытывать напряжениями, указанными в табл. 1.8.12, лишь в тех случаях, если они не превышают напряжения, которым данный трансформатор был испытан на заводе.

Испытательное напряжение заземляющих реакторов на напряжение до 35 кВ аналогично приведенным для трансформаторов соответствующего класса;

б) изоляции доступных стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок. Испытание следует производить в случае осмотра активной части. Испытательное напряжение 1 кВ. Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения 1 мин.

Таблица 1.8.12

Испытательное напряжение промышленной частоты внутренней изоляции силовых маслонаполненных трансформаторов и реакторов с нормальной изоляцией и трансформаторов с облегченной изоляцией (сухих и маслонаполненных)

Класс напряжения обмотки, кВ	Испытательное напряжение по отношению к корпусу и другим обмоткам, кВ, для изоляции	
	нормальной	облегченной
От 0,05 до 1	4,5	2,7
3	16,2	9
6	22,5	15,4
10	31,5	21,6
15	40,5	33,5
20	49,5	-
35	76,5	-

4. Измерение сопротивления обмоток постоянному току.

Производится на всех ответвлениях. Сопротивление должно отличаться не более чем на 2 % от сопротивления, полученного на таком же ответвлении других фаз, или от данных завода-изготовителя.

Значение сопротивления обмоток однофазных трансформаторов после температурного перерасчета не должно отличаться более чем на 5% от исходных значений.

5. Проверка коэффициента трансформации.

Производится на всех ступенях переключения. Коэффициент трансформации должен отличаться не более чем на 2% от значений, полученных на том же ответвлении на других фазах, или от данных завода-изготовителя. Для трансформаторов с РПН разница между коэффициентами трансформации не должна превышать значения ступени регулирования.

6. Проверка группы соединения трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов.

Производится, если отсутствуют паспортные данные или есть сомнения в достоверности этих данных. Группа соединений должна соответствовать паспортным данным и обозначениям на щитке.

7. Измерение потерь холостого хода.

Измерения производятся у трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более при напряжении, подводимом к обмотке низшего напряжения, равном указанному в протоколе заводских испытаний (паспорте), но не более 380 В. У трехфазных трансформаторов потери холостого хода измеряются при однофазном возбуждении по схемам, применяемым на заводе-изготовителе.

У трехфазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию соотношение потерь на разных фазах не должно отличаться от соотношений, приведенных в протоколе заводских испытаний (паспорте), более чем на 5 %.

У однофазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию отличие измеренных значений потерь от исходных не должно превышать 10 %.

7.1. Измерение сопротивления короткого замыкания (Z_k) трансформатора.

Измерение производится у трансформаторов 125 МВ·А и более.

Для трансформаторов с устройством регулирования напряжения под нагрузкой Z_k измеряется на основном и обоих крайних ответвлениях.

Значения Z_k не должны превышать значения, определенного по напряжению КЗ (u_k) трансформатора на основном ответвлении более чем на 5 %.

8. Проверка работы переключающего устройства.

Производится в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

9. Испытание бака с радиаторами.

Испытаниям подвергаются все трансформаторы, кроме герметизированных и не имеющих расширителя. Испытание производится:

- у трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно — гидравлическим давлением столба масла, высота которого над уровнем заполненного расширителя составляет 0,6 м, за исключением трансформаторов с волнистыми баками и пластинчатыми радиаторами, для которых высота столба масла принимается равной 0,3 м;

- у трансформаторов с пленочной защитой масла — созданием внутри гибкой оболочки избыточного давления воздуха 10 кПа;

- у остальных трансформаторов — созданием избыточного давления азота или сухого воздуха 10 кПа в надмасляном пространстве расширителя.

Продолжительность испытания во всех случаях — не менее 3 ч. Температура масла в баке при испытаниях трансформаторов напряжением до 150 кВ включительно — не ниже 10 °С, остальных — не ниже 20 °С.

Трансформатор считается маслоплотным, если осмотром после испытания течь масла не обнаружена.

10. Проверка устройств охлаждения.

Режим пуска и работы охлаждающих устройств должен соответствовать указаниям завода-изготовителя.

11. Проверка средств защиты масла.

Производится в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

12. Фазировка трансформаторов.

Должно иметь место совпадение по фазам.

13. Испытание трансформаторного масла.

Свежее масло перед заливкой вновь вводимых трансформаторов, прибывающих без масла, должно быть испытано по показателям пп. 1-6, 7-12 табл. 1.8.33.

У трансформаторов напряжением до 35 кВ масло рекомендуется испытывать по показателям пп. 1-7 табл. 1.8.33, допускается не производить испытания по пп. 3, 6 и 7 табл. 1.8.33.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается по пп. 1-7 табл. 1.8.33, а у трансформаторов с пленочной защитой масла — дополнительно по п. 10.

У трансформаторов с РПН масло из бака контактора устройства регулирования напряжения под нагрузкой испытывается в соответствии с инструкцией завода-изготовителя РПН.

Из герметизированных трансформаторов проба масла не отбирается.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, а также блочных трансформаторов собственных нужд, рекомендуется производить хроматографический анализ растворенных в масле газов.

Масло из трансформаторов, прибывающих на монтаж с маслом при наличии удовлетворяющих нормам показателей заводского испытания, проведенного не более чем за 6 месяцев до включения трансформатора в работу, разрешается испытывать только по показателям пп. 1 и 2 табл. 1.8.33.

У трансформаторов мощностью до 630 кВА проверку масла допускается производить только по пп. 1 и 2 (визуально) табл. 1.8.33.

14. Испытание включением толчком на номинальное напряжение.

В процессе 3-5-кратного включения трансформатора на номинальное напряжение не должны иметь место явления, указывающие на неудовлетворительное состояние трансформатора.

Трансформаторы, смонтированные по схеме блока с генератором, рекомендуется включать в сеть подъемом напряжения с нуля.

15. Испытание вводов.

Следует производить в соответствии с 1.8.33.

16. Испытание встроенных трансформаторов тока.

Следует производить в соответствии с 1.8.17.

1.8.17. Измерительные трансформаторы тока

1. Измерение сопротивления изоляции.

Измерение сопротивления основной изоляции трансформаторов тока, изоляции измерительного конденсатора и вывода последней обкладки бумажно-масляной изоляции конденсаторного типа производится мегаомметром на 2500 В.

Измерение сопротивления вторичных обмоток и промежуточных обмоток каскадных трансформаторов тока относительно цоколя производится мегаомметром на 1000 В.

Измеренные значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в табл. 1.8.13.

У каскадных трансформаторов тока сопротивление изоляции измеряется для трансформатора тока в целом. При неудовлетворительных результатах таких измерений сопротивление изоляции дополнительно измеряется по ступеням.

Таблица 1.8.13

Сопротивление изоляции каскадных трансформаторов тока

Класс напряжений, кВ	Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее				
	Основная изоляция	Измерительный вывод	Наружные слои	Вторичные обмотки*	Промежуточные обмотки
3-35	1000	-	-	50(1)	-
110-220	3000	-	-	50(1)	-
330-750	5000	3000	1000	50(1)	1

* Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок - при отключенных вторичных цепях, в скобках - с подключенными вторичными цепями.

2. Измерение $\tan \delta$ изоляции.

Измерения $\tan \delta$ трансформаторов тока с основной бумажно-масляной изоляцией производятся при напряжении 10 кВ.

Измеренные значения, приведенные к температуре 20°C, должны быть не более указанных в табл. 1.8.14.

У каскадных трансформаторов тока $\tan \delta$ основной изоляции измеряется для трансформатора тока в целом. При неудовлетворительных результатах таких измерений $\tan \delta$ основной изоляции дополнительно производится измерение по ступеням.

3. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты 50 гц.

3.1. Испытание повышенным напряжением основной изоляции.

Значения испытательного напряжения основной изоляции приведены в табл. 1.8.14. Длительность испытания трансформаторов тока - 1 мин.

Допускается проведение испытаний трансформаторов тока совместно с ошиновкой. Трансформаторы тока напряжением более 35 кВ не подвергаются испытаниям повышенным напряжением.

3.2. Испытание повышенным напряжением изоляции вторичных обмоток.

Значение испытательного напряжения для изоляции вторичных обмоток вместе с присоединенными к ним цепями принимается равным 1 кВ.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

Таблица 1.8.14

Значения $\tan \delta$ основной изоляции трансформаторов тока

Тип изоляции	Предельные значения $\tan \delta$ %, основной изоляции трансформаторов тока на номинальное						
	3-15	20-35	110	220	330	500	750
Бумажно-бакелитовая	3,0	2,5	2,0	-	-	-	-
Основная бумажно-масляная и конденсаторная изоляция	-	2,5	2,0	1,0	Не более 150% от измеренного на заводе, но не выше 0,8.		

4. Снятие характеристик намагничивания.

Характеристика снимается повышением напряжения на одной из вторичных обмоток до начала насыщения, но не выше 1800 В.

При наличии у обмоток ответвлений характеристика снимается на рабочем ответвлении.

Снятая характеристика сопоставляется с типовой характеристикой намагничивания или с характеристиками намагничивания исправных трансформаторов тока, однотипных с проверяемыми.

Отличия от значений, измеренных на заводе-изготовителе, или от измеренных на исправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемым, не должны превышать 10 %.

Допускается снятие только трех контрольных точек.

5. Измерение коэффициента трансформации.

Отклонение измеренного коэффициента от указанного в паспорте или от измеренного на исправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемым, не должно превышать 2 %.

6. Измерение сопротивления вторичных обмоток постоянному току.

Измерение проводится у трансформаторов тока на напряжение 110 кВ и выше.

Отклонение измеренного сопротивления обмотки постоянному току от паспортного значения или от измеренного на других фазах не должно превышать 2 %. При сравнении измеренного значения с паспортными данными измеренное значение сопротивления должно приводиться к заводской температуре. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

7. Испытания трансформаторного масла.

При вводе в эксплуатацию трансформаторов тока трансформаторное масло должно быть испытано в соответствии с требованиями табл. 1.8.33 пп. 1÷6, а у герметичных и по п. 10.

У маслonaполненных каскадных трансформаторов тока оценка состояния трансформаторного масла в каждой ступени проводится по нормам, соответствующим рабочему напряжению ступени.

8. Испытание встроенных трансформаторов тока.

Производится по пп. 1, 3.2, 4÷6. Измерение сопротивления изоляции встроенных трансформаторов тока производится мегаомметром на напряжение 1000 В.

Измеренное сопротивление изоляции без вторичных цепей должно быть не менее 10 МОм.

Допускается измерение сопротивления изоляции встроенных трансформаторов тока вместе со вторичными цепями. Измеренное сопротивление изоляции должно быть не менее 1 МОм.

1.8.18. Измерительные трансформаторы напряжения**1. Электромагнитные трансформаторы напряжения.****1.1. Измерение сопротивления изоляции обмоток.**

Измерение сопротивления изоляции обмотки ВН трансформаторов напряжения производится мегаомметром на напряжение 2500 В.

Измерение сопротивления изоляции вторичных обмоток, а также связующих обмоток каскадных трансформаторов напряжения производится мегаомметром на напряжение 1000 В.

Измеренные значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в табл. 1.8.15.

1.2. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц.

Испытание изоляции обмотки ВН повышенным напряжением частоты 50 Гц проводится для трансформаторов напряжения с изоляцией всех выводов обмотки ВН этих трансформаторов на номинальное напряжение.

Значения испытательного напряжения основной изоляции приведены в табл. 1.8.15.

Длительность испытания трансформаторов напряжения - 1 мин.

Значение испытательного напряжения для изоляции вторичных обмоток вместе с присоединенными к ним цепями принимается равным 1 кВ.

Продолжительность приложения испытательного напряжения — 1 мин.

Таблица 1.8.15

Сопротивление изоляции трансформаторов напряжения

Класс напряжения, кВ	Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее		
	Основная изоляция	Вторичные обмотки*	Связующие обмотки*
3-35	100	50(1)	1
110-500	300	50(1)	1

* Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены:
без скобок - при отключенных вторичных цепях;
в скобках - совместно с подключенными вторичными цепями.

1.3. Измерение сопротивления обмоток постоянному току.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току производится у связующих обмоток каскадных трансформаторов напряжения.

Отклонение измеренного сопротивления обмотки постоянному току от паспортного значения или от измеренного на других фазах не должно превышать 2 %. При сравнении измеренного значения с паспортными данными измеренное значение сопротивления должно приводиться к температуре заводских испытаний. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

1.4. Испытание трансформаторного масла.

При вводе в эксплуатацию трансформаторов напряжения масло должно быть испытано в соответствии с требованиями табл. 1.8.32 пп. 1÷6.

У маслonaполненных каскадных трансформаторов напряжения оценка состояния масла в отдельных ступенях проводится по нормам, соответствующим рабочему напряжению ступени.

2. Емкостные трансформаторы напряжения.

2.1. Испытание конденсаторов делителей напряжения.

Испытание конденсаторов делителей напряжения проводится в соответствии с требованиями раздела 1.8.27.

2.2. Измерение сопротивления изоляции электромагнитного устройства.

Измерение сопротивления изоляции обмоток проводится мегаомметром на 2500 В.

Сопротивление изоляции не должно отличаться от указанного в паспорте более чем на 30 % в худшую сторону, но составлять не менее 300 МОм.

2.3. Испытание электромагнитного устройства повышенным напряжением частоты 50 Гц.

Испытаниям подвергается изоляция вторичных обмоток электромагнитного устройства.

Испытательное напряжение — 1,8 кВ.

Длительность приложения напряжения — 1 мин.

2.4. Измерение сопротивления обмоток постоянному току.

При вводе в эксплуатацию измерение сопротивления обмоток постоянному току производится на всех положениях переключающего устройства.

Измеренные значения, приведенные к температуре при заводских испытаниях, не должны отличаться от указанных в паспорте более чем на 5 %.

2.5. Измерение тока и потерь холостого хода.

Измерение тока и потерь холостого хода производится при напряжениях, указанных в заводской документации.

Измеренные значения не должны отличаться от указанных в паспорте более чем на 10 %.

- 2.6. Испытание трансформаторного масла из электромагнитного устройства.
Значение пробивного напряжения масла должно быть не менее 30 кВ.
При вводе в эксплуатацию свежее сухое трансформаторное масло для заливки (доливки) электромагнитного устройства должно быть испытано в соответствии с требованиями табл. 1.8.33 пп. 1÷6.
- 2.7. Испытание вентильных разрядников.
Проводятся согласно указаниям раздела 1.8.31.

1.8.19. Масляные выключатели

1. Измерение сопротивления изоляции:

- а) подвижных и направляющих частей, выполненных из органических материалов.
Производится мегаомметром на напряжение 2500 В.
Сопротивление изоляции не должно быть меньше значений, приведенных ниже:

Номинальное напряжение выключателя, кВ	3-10	15-150	220-500
Сопротивление изоляции, МОм	1000	3000	5000

- б) вторичных цепей, электромагнитов включения и отключения и т.п. Производится в соответствии с 1.8.37.

2. Испытание вводов.

Производится в соответствии с 1.8.34.

3. Оценка состояния внутрибаковой изоляции и изоляции дугогасительных устройств.

Оценка производится у баковых масляных выключателей на напряжение 35 кВ в том случае, если при измерении $\text{tg}\delta$ вводов на полностью собранном выключателе получены повышенные значения по сравнению с нормами, приведенными в табл. 1.8.30.

Внутрибаковая изоляция и изоляция дугогасительных устройств подлежат сушке, если исключение влияния этой изоляции снижает измеренный $\text{tg}\delta$ более чем на 4 % (абсолютное значение).

4. Испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты:

- а) изоляции выключателей относительно корпуса или опорной изоляции. Производится для выключателей напряжением до 35 кВ. Испытательное напряжение для выключателей принимается в соответствии с данными табл. 1.8.16. Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения 1 мин.

Аналогичному испытанию должна подвергаться изоляция межконтактных разрывов масляных выключателей 6-10 кВ.

Таблица 1.8.16

Испытательное напряжение промышленной частоты для внешней изоляции аппаратов

Класс напряжения, кВ	Испытательное напряжение, кВ, для аппаратов с изоляцией			
	нормальной керамической	нормальной органической	облегченной керамической	облегченной органической
3	24	21,6	13	11,7
6	32	28,8	21	18,9
10	42	37,8	32	28,8
15	55	49,5	48	43,2
20	65	58,5	-	-
35	95	85,5	-	-

- б) изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов включения и отключения.
Значение испытательного напряжения 1 кВ. Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения 1 мин.

5. Измерение сопротивления постоянному току:

- а) контактов масляных выключателей. Измеряется сопротивление токоведущей системы полюса выключателя и отдельных его элементов. Значение сопротивления контактов постоянному току должно соответствовать данным завода-изготовителя;

б) шунтирующих резисторов дугогасительных устройств. Измеренное значение сопротивления должно отличаться от заводских данных не более чем на 3 %;

в) обмоток электромагнитов включения и отключения, значение сопротивлений обмоток должно соответствовать указаниям заводов-изготовителей.

6. Измерение временных характеристик выключателей.

Измерение временных характеристик производится для выключателей всех классов напряжения. Измерение скорости включения и отключения следует производить для выключателей 35 кВ и выше, когда это требуется инструкцией завода-изготовителя. Измеренные характеристики должны соответствовать указаниям заводов-изготовителей.

7. Измерение хода подвижных частей (траверс) выключателя, вжима контактов при включении, одновременности замыкания и размыкания контактов.

Полученные значения должны соответствовать указаниям заводов-изготовителей.

8. Проверка регулировочных и установочных характеристик механизмов, приводов и выключателей.

Производится в объеме и по нормам инструкций заводов-изготовителей и паспортов для каждого типа привода и выключателя.

9. Проверка действия механизма свободного расцепления.

Механизм свободного расцепления привода должен позволять производить операции отключения на всем ходе контактов, т.е. в любой момент от начала операции включения.

10. Проверка минимального напряжения (давления) срабатывания выключателей.

Проверка минимального напряжения срабатывания производится пополюсно у выключателей с пополюсными приводами.

Минимальное напряжение срабатывания должно соответствовать нормам, установленным заводами-изготовителями выключателей. Значение давления срабатывания пневмоприводов должно быть на 20-30 % меньше нижнего предела рабочего давления.

11. Испытание выключателей многократными опробованиями.

Многократные опробования выключателей — выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (ВО без выдержки времени обязательны для всех выключателей; ОВ и ОВО обязательны для выключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) должны производиться при номинальном напряжении на выводах электромагнитов. Число операций и сложных циклов, подлежащих выполнению выключателем, должно составлять:

- 3-5 операций включения и отключения;
- 2-3 цикла каждого вида.

12. Испытание трансформаторного масла выключателей.

У баковых выключателей всех классов напряжений и малообъемных выключателей 110 кВ и выше испытание масла производится до и после заливки масла в выключатели.

У малообъемных выключателей до 35 кВ масло испытывается до заливки в дугогасительные камеры. Испытание масла производится в соответствии с табл. 1.8.33 пп.1, 3, 4, 5.

13. Испытание встроенных трансформаторов тока. Производится в соответствии с 1.8.17.

1.8.20. Воздушные выключатели

1. Измерение сопротивления изоляции:

а) опорных изоляторов, изоляторов гасительных камер и отделителей, изолирующих тяг и воздухопроводов выключателей всех классов напряжений. Производится мегаомметром на напряжение 2,5 кВ.

В случае необходимости измерение сопротивления изоляции опорных изоляторов, изоляторов гасительных камер и отделителей следует производить с установкой охранных колец на внешней поверхности.

Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в табл. 1.8.17.

Таблица 1.8.17

**Наименьшее допустимое сопротивление опорной изоляции
и изоляции подвижных частей воздушных выключателей**

Испытуемый объект	Сопротивление изоляции, МОм, при номинальном напряжении выключателя, кВ		
	До 10	15-150	220 и выше
Опорный изолятор, воздухопровод и тяга	1000	3000	5000

(каждое в отдельности), изготовленные из фарфора			
--	--	--	--

б) вторичных цепей, обмоток электромагнитов включения и отключения. Производится в соответствии с 1.8.37.

2. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты:

а) изоляции выключателей. Обязательно для выключателей до 35 кВ. Опорную фарфоровую изоляцию выключателей следует испытывать повышенным напряжением промышленной частоты в соответствии с табл. 1.8.16. Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения 1 мин.

б) изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления. Производится в соответствии с 1.8.37.

3. Измерение сопротивления постоянному току:

а) контактов воздушных выключателей всех классов напряжения. Измерению подлежит сопротивление контактов каждого элемента гасительной камеры, отделителя в отдельности. Наибольшие допустимые значения сопротивления контактов воздушных выключателей приведены в табл. 1.8.18.

Таблица 1.8.18

**Предельные значения сопротивлений постоянному току
контактных систем воздушных выключателей**

Тип выключателя	Сопротивление контура полюса, мкОм, не более
ВВН-330-15	460
ВВ-330Б	380
ВВ-500Б	500
ВВБ-110, ВВБМ-110Б, ВВБК-110Б	80
ВВД-220Б, ВВБК-220Б	300
	600
ВВБ-500А	900
ВВБ-750А	1200
ВНВ-330-40, ВНВ-330-63, ВНВ-500-40, ВНВ-500-63	150
ВНВ-750	230

Примечания:

1. Предельные значения сопротивлений одного элемента (разрыва) гасительной камеры и отделителя и одного дугогасительного устройства модуля: выключателей серии ВВН - 20 мкОм, серий ВВУ, ВВБ, ВВД, ВВБК - 80 мкОм, серии ВНВ - 70 мкОм.

2. У выключателей типа ВВ напряжением 330-500 кВ значения сопротивлений следующих участков токоведущих контуров не должны превышать:

50 мкОм - для шин, соединяющих гасительную камеру с отделением;

80 мкОм - для шины, соединяющей две половины отделителя;

110 мкОм - для перехода с аппаратного вывода отделителя на соединительную шину.

3. Значения сопротивлений каждого разрыва дугогасительного устройства выключателей 330-750 кВ серии ВНВ не должны превышать 35 мкОм.

б) обмоток электромагнитов включения и отключения выключателей. Устанавливается для каждого типа выключателей согласно данным завода-изготовителя.

в) результаты измерений сопротивления элементов делителей напряжения и шунтирующих резисторов должны соответствовать заводским нормам, приведенным в таблице 1.8.19.

Таблица 1.8.19

**Нормируемые значения сопротивлений постоянному току омических делителей
напряжения и шунтирующих резисторов**

Тип выключателя	Сопротивления одного элемента, Ом
-----------------	-----------------------------------

ВВН-110-6	150±5
ВВШ-110Б, ВВШ-150Б	150 ⁺⁴ ₋₂
ВВН-154-8, ВВН-220-10, ВВН-220-15, ВВН-330-15	15000±150
ВВ-330, ВВ-500	14140±140
ВВУ-35	4,6-0,25
ВВУ-110Б	5±0,3 (нижний модуль) 100±2 (верхний модуль)
ВВБ-110, ВВБ-220Б	100±2
ВВБМ-110Б, ВВД-220Б	50±1
ВВБК-110Б, ВВБК-220Б	47,5 ⁺¹ _{-0,5}
ВНВ-330-63, ВНВ-500-63	75 ⁺¹ ₋₃

Примечание. Сопротивления шунтирующих резисторов, подлежащих установке на одном полюсе выключателя, не должны отличаться друг от друга более, чем допускается заводской инструкцией.

4. Проверка характеристик выключателя.

Характеристики выключателя, снятые при номинальном, минимальном и максимальном рабочих давлениях при простых операциях и сложных циклах, должны соответствовать данным завода-изготовителя.

5. Проверка минимального напряжения срабатывания выключателя.

Электромагниты управления воздушных выключателей должны срабатывать при напряжении не более $0,7 \cdot U_{\text{ном}}$ при питании привода от источника постоянного тока и не более $0,65 \cdot U_{\text{ном}}$ при питании от сети переменного тока через выпрямительные устройства и наибольшем рабочем давлении сжатого воздуха в резервуарах выключателя. Напряжение на электромагниты должно подаваться толчком.

6. Испытание выключателя многократным включением и отключением.

Количество операций и сложных циклов, выполняемых каждым выключателем, устанавливается согласно табл. 1.8.20.

7. Испытание конденсаторов делителей напряжения воздушных выключателей.

Производится в соответствии с 1.8.30.

Таблица 1.8.20

Условия и число опробований выключателей при наладке

Операция или цикл	Давление при опробовании	Напряжения на выводах	Число операций и циклов
1. Включение	Наименьшее срабатывание	Номинальное	3
2. Отключение	То же	То же	3
3. ВО	"	"	2
4. Включение	Наименьшее рабочее	"	3
5. Отключение	То же	"	3
6. ВО	"	"	2
7. Включение	Номинальное	"	3
8. Отключение	То же	"	3
9. ОВ	"	"	2
10. Включение	Наибольшее рабочее	0,7 номинального	2
11. Отключение	То же	То же	2
12. ВО	"	Номинальное	2
13. ОВО	"	То же	2
14. ОВО	Наименьшее для АПВ	"	2

Примечание. При выполнении операций и сложных циклов (пп.4-9, 12-14) должны быть сняты зачетные осциллограммы.

1.8.21. Элегазовые выключатели

1. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления.

Измерение должно выполняться согласно указаниям раздела 1.8.37.

2. Испытание изоляции выключателя.

2.1. Испытание изоляции должно выполняться напряжением промышленной частоты согласно табл. 1.8.16. Допускается не производить испытание выключателей, заполненных элегазом на заводе-изготовителе и не подлежащих вскрытию в течение всего срока службы.

2.2. Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления должно выполняться в соответствии с указаниями раздела 1.8.37.

3. Измерение сопротивления постоянному току.

3.1. Измерение сопротивления главной цепи. Сопротивление главной цепи должно измеряться как в целом всего токоведущего контура полюса, так и отдельно каждого разрыва дугогасительного устройства.

Измеренные значения должны соответствовать нормам завода-изготовителя.

Измерения не производятся у выключателей, заполненных элегазом на заводе-изготовителе и не подлежащих вскрытию в течение всего срока службы.

3.2 Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления и добавочных резисторов в их цепи. Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать нормам завода-изготовителя.

4. Проверка минимального напряжения срабатывания выключателей.

Выключатели должны срабатывать при напряжении не более $0,85 \cdot U_{\text{ном}}$ при питании привода от источника постоянного тока; $0,7 \cdot U_{\text{ном}}$ при питании привода от сети переменного тока при номинальном давлении элегаза в полостях выключателя и наибольшем рабочем давлении в резервуарах привода. Напряжения на электромагниты должно подаваться толчком.

5. Испытание конденсаторов делителей напряжения.

Испытания должны выполняться согласно указаниям 1.8.30.

Значение измеренной емкости должно соответствовать норме завода-изготовителя.

6. Проверка характеристик выключателя.

При проверке работы элегазовых выключателей должны определяться характеристики, предписанные заводскими инструкциями. Результаты проверок и измерений должны соответствовать паспортным данным.

7. Испытание выключателей многократными опробованиями.

Многократные опробования — выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (ВО без выдержки времени между операциями — для всех выключателей; ОВ и ОВО — для выключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) — должны производиться при различных давлениях сжатого воздуха в приводе и напряжениях на выводах электромагнитов управления с целью проверки исправности действия выключателей согласно таблице 1.8.20. Производятся при номинальном напряжении на выводах электромагнитов привода или при номинальном давлении сжатого воздуха привода.

Число операций и сложных циклов, подлежащих выполнению выключателем, должно составлять:

— 3-5 операций включения и отключения;

— 2-3 цикла каждого вида.

8. Проверка герметичности.

Проверка герметичности производится с помощью течеискателя. При испытании на герметичность шупом течеискателя обследуются места уплотнений стыковых соединений и сварных швов выключателя.

Результат испытания на герметичность считается удовлетворительным, если течеискатель не показывает утечки. Испытание производится при номинальном давлении элегаза.

9. Проверка содержания влаги в элегазе.

Содержание влаги в элегазе определяется перед заполнением выключателя элегазом на основании измерения точки росы. Температура точки росы элегаза должна быть не выше минус 50 °С.

10. Испытание встроенных трансформаторов тока.

Испытания должны выполняться в соответствии с указаниями 1.8.17.

1.8.22. Вакуумные выключатели

1. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления.

Измерение производится согласно указаниям раздела 1.8.37.

2. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц.

2.1. Испытание изоляции выключателя.

Значение испытательного напряжения принимается согласно табл. 1.8.16.

2.2. Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления.

Испытания производятся согласно указаниям раздела 1.8.37.

3. Проверка минимального напряжения срабатывания выключателя.

Электромагниты управления вакуумных выключателей должны срабатывать:

— электромагниты включения при напряжении не более $0,85 \cdot U_{ном.}$;

— электромагниты отключения при напряжении не более $0,7 \cdot U_{ном.}$

4. Испытание выключателей многократными опробованиями.

Число операций и сложных циклов, подлежащих выполнению выключателем при номинальном напряжении на выводах электромагнитов, должно составлять:

— 3-5 операций включения и отключения;

— 2-3 цикла ВО без выдержки времени между операциями.

5. Измерение сопротивления постоянному току, измерение временных характеристик выключателей, измерение хода подвижных частей и одновременности замыкания контактов.

Производятся, если это требуется инструкцией завода-изготовителя.

1.8.23. Выключатели нагрузки

1. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления.

Производится в соответствии с 1.8.37.

2. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты:

а) изоляции выключателя нагрузки. Производится в соответствии с табл. 1.8.16;

б) изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления. Производится в соответствии с 1.8.37.

3. Измерение сопротивления постоянному току:

а) контактов выключателя. Производится измерение сопротивления токоведущей системы полюса и каждой пары рабочих контактов. Значение сопротивления должно соответствовать данным завода-изготовителя;

б) обмоток электромагнитов управления. Значение сопротивления должно соответствовать данным завода-изготовителя;

4. Проверка действия механизма свободного расцепления.

Механизм свободного расцепления проверяется в работе в соответствии с 1.8.19, п. 9.

5. Проверка срабатывания привода при пониженном напряжении.

Производится в соответствии с 1.8.19, п. 10.

6. Испытание выключателя нагрузки многократным опробованием.

Производится в соответствии с 1.8.19 п. 11.

1.8.24. Разъединители, отделители и короткозамыкатели

1. Измерение сопротивления изоляции:

а) проводов и тяг, выполненных из органических материалов. Производится мегаомметром на напряжение 2,5 кВ. Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в 1.8.19, п. 1а;

б) многоэлементных изоляторов. Производится в соответствии с 1.8.35;

в) вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления. Производится в соответствии с 1.8.37.

2. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты:

а) изоляции разъединителей, отделителей и короткозамыкателей. Производится в соответствии с табл. 1.8.16;

б) изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления. Производится в соответствии с 1.8.37.

3. Измерение сопротивления постоянному току:

а) измерение должно выполняться между точками «контактный вывод — контактный вывод». Результаты измерений сопротивлений должны соответствовать заводским нормам, а при их отсутствии — данным табл. 1.8.21;

б) обмоток электромагнитов управления. Значения сопротивления обмоток должны соответствовать данным заводов-изготовителей.

4. Измерение вытягивающихся усилий подвижных контактов из неподвижных.

Производится у разъединителей и отделителей 35 кВ. Измерение значения вытягивающих усилий при обезжиренном состоянии контактных поверхностей должны соответствовать данным завода-изготовителя.

Таблица 1.8.21

Наибольшее допустимое сопротивление постоянному току контактной системы разъединителей и отделителей

Тип разъединителя (отделителя)	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Сопротивление, мкОм
РОНЗ	500	2000	200
РЛН	35-200	600	220
Остальные типы	Все классы напряжения	600	175
		1000	120
		1500-2000	50

5. Проверка работы разъединителя, отделителя и короткозамыкателя.

Аппараты с ручным управлением должны быть проверены выполнением 5 операций включения и 5 операций отключения.

Аппараты с дистанционным управлением должны быть также проверены выполнением 5 операций включения и такого же числа операций отключения при номинальном напряжении на выводах электромагнитов и электродвигателей управления.

6. Определение временных характеристик.

Производится у короткозамыкателей при включении и у отделителей при отключении. Измеренные значения должны соответствовать данным завода-изготовителя.

7. Проверка работы механической блокировки.

Блокировка не должна позволять оперирование главными ножами при включенных заземляющих ножах, и наоборот.

1.8.25. Комплектные распределительные устройства внутренней и наружной установки (КРУ и КРУН)

Нормы испытаний элементов КРУ: масляных выключателей, измерительных трансформаторов, выключателей нагрузки, вентильных разрядников, предохранителей, разъединителей, силовых трансформаторов и трансформаторного масла - приведены в соответствующих параграфах настоящей главы.

1. Измерение сопротивления изоляции:

а) первичных цепей. Производится мегаомметром на напряжение 2,5 кВ.

Сопротивление изоляции полностью собранных первичных цепей КРУ с установленным в них оборудованием и узлами должно быть не менее 100 МОм.

При неудовлетворительных результатах испытаний измерение сопротивления производится поэлементно, при этом сопротивление изоляции каждого элемента должно быть не менее 1000 МОм; испытание комплектных распределительных устройств, заполненных элегазом на заводе-изготовителе и не подлежащих вскрытию в течение всего срока службы, не производится;

б) вторичных цепей. Производится мегаомметром на напряжение 500-1000 В.

Сопротивление изоляции каждого присоединения вторичных цепей со всеми присоединенными аппаратами (реле, приборами, вторичными обмотками трансформаторов тока и напряжения и т. п.) должно быть не менее 0,5 МОм.

2. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты:

а) изоляции первичных цепей ячеек КРУ и КРУН. Испытательное напряжение полностью смонтированных ячеек КРУ и КРУН при вкленных в рабочее положение тележках и закрытых дверях указано в табл. 1.8.22.

Длительность приложения нормированного испытательного напряжения 1 мин;

б) изоляции вторичных цепей. Производится напряжением 1 кВ. Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения 1 мин.

3. Измерение сопротивления постоянному току.

Сопротивление разъемных и болтовых соединений постоянному току должно быть не более значений, приведенных в табл. 1.8.23.

Таблица 1.8.22

Испытательное напряжение промышленной частоты изоляции ячеек КРУ и КРУН

Класс напряжения, кВ	Испытательное напряжение, кВ, ячейки с изоляцией		Класс напряжения	Испытательное напряжение, кВ, ячейки с изоляцией	
	керамической	из твердых органических материалов		керамической	из твердых органических материалов
до 0,69	1	1	15	55	49,5
3	24	21,6	20	65	58,5
6	32	28,8	35	95	85,5
10	42	37,8			

Таблица 1.8.23

Допустимые значения сопротивлений постоянному току элементов КРУ

Измеряемый элемент*	Допустимые значения сопротивления
1. Втычные контакты первичной цепи	Допустимые значения сопротивления контактов приведены в заводских инструкциях. В случаях, если значения сопротивления контактов не приведены в заводских инструкциях, они должны быть не более: для контактов на 400 А - 75 мкОм; для контактов на 630 А - 60 мкОм; для контактов на 1000 А - 50 мкОм; для контактов на 1600 А - 40 мкОм; для контактов на 2000 А и выше - 33 мкОм;
2. Связь заземления выдвижного элемента с корпусом	Не более 0,1 Ом

* Измерение выполняется, если позволяет конструкция КРУ

4. Механические испытания.

Производятся в соответствии с инструкциями завода-изготовителя. К механическим испытаниям относятся:

а) вкатывание и выкатывание выдвижных элементов с проверкой взаимного вхождения разъединяющих контактов, а также работы шторок, блокировок, фиксаторов и т.п.;

б) проверка работы и состояния контактов заземляющего разъединителя.

1.8.26. Комплектные токопроводы (шинопроводы)

Объем и нормы испытаний оборудования, присоединенного к токопроводу и шинопроводу (генератор, силовые и измерительные трансформаторы и т.п.), приведены в соответствующих параграфах настоящей главы.

1. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты.

Испытательное напряжение изоляции токопровода при отсоединенных обмотках генератора, силовых трансформаторов напряжения устанавливается согласно табл. 1.8.24.

Таблица 1.8.24

Испытательное напряжение промышленной частоты изоляции токопроводов

Класс напряжения, кВ	Испытательное напряжение, кВ, токопровода с изоляцией	
	фарфоровой	смешанной (керамической и из твердых органических материалов)
До 0,69	1	1
6	32	28,8
10	42	37,8
15	55	49,5
35	95	85,5

Длительность приложения нормированного испытательного напряжения к токопроводу - 1 мин.

2. Проверка качества выполнения болтовых и сварных соединений.

Выборочно проверяется затяжка болтовых соединений токопровода, производится выборочная разборка 1-2 болтовых соединений токопровода с целью проверки качества выполнения контактных соединений.

Сварные соединения подвергаются осмотру в соответствии с инструкцией по сварке алюминия или при наличии соответствующей установки — контролю методом рентгено- или гаммадефектоскопии или другим рекомендованным заводом-изготовителем способом.

3. Проверка состояния изоляционных прокладок.

Производится у токопроводов, оболочки которых изолированы от опорных металлоконструкций. Проверка целостности изоляционных прокладок осуществляется путем сравнительных измерений падения напряжения на изоляционных прокладках секции фазы или измерения тока, проходящего в металлоконструкциях между станинами секций. Критерии отсутствия короткозамкнутых контуров в токопроводах генераторного напряжения приведены в табл. 1.8.25.

4. Осмотр и проверка устройства искусственного охлаждения токопровода.

Производится согласно инструкции завода-изготовителя.

Таблица 1.8.25

Критерии отсутствия короткозамкнутых контуров в токопроводах

Конструкция токопровода	Проверяемый узел	Критерий оценки состояния	Примечание
С непрерывными экранами	Изоляция экранов или коробов токопровода от корпуса трансформатора и генератора при: - непрерывном воздушном зазоре (щели) между экранами токопровода и корпусом генератора; - односторонней изоляции уплотнений экранов и коробов токопровода от корпуса трансформатора и генератора; - двухсторонней изоляции уплотнений съемных экранов и коробов токопровода, подсоединенных к корпусу	Отсутствие металлического замыкания между экранами и корпусом генератора. Целостность изоляционных втулок, отсутствие касания поверхностями экранов или коробов (в местах изолировки) корпусов трансформатора и генератора. Сопротивление изоляции съемного экрана или короба относительно корпуса трансформатора и генератора при демонтированных стяжных шпильках и заземляющих	При визуальном осмотре При визуальном осмотре Измеряется мегаомметром на напряжение 500 В

	трансформатора генератора.	и проводниках должно быть не менее 10 кОм	
Секционированные	Изоляция резиновых компенсаторов экранов токопроводов от корпуса трансформатора генератора. Изоляция резиновых уплотнений съемных и подвижных экранов.	Зазор в свету между болтами соседних нажимных колец резинового компенсатора должен быть не менее 5 мм. Сопротивление изоляции экрана относительно металлоконструкций при демонтированных стяжных шпильках должно быть не менее 10 кОм	При визуальном осмотре Измеряется мегаомметром на напряжение 500 В
Все типы с двухслойными прокладками станин экранов	Изоляционные прокладки станин экранов	Сопротивление изоляции прокладок относительно металлоконструкций должно быть не менее 10 кОм	(.Измеряется мегаомметром на напряжение 500 В 2. Состояние изоляционных втулок болтов крепления станин проверяется визуально
Все типы	Междуфазные тяги разъединителей и заземлителей	Тяги должны иметь изоляционные вставки или другие элементы, исключающие образование короткозамкнутого контура	При визуальном осмотре

1.8.27. Сборные и соединительные шины

Шины испытываются в объеме:

на напряжение до 1 кВ — по пп.1, 3-5;

на напряжение выше 1 кВ — по пп.2-6.

1. Измерение сопротивления изоляции подвесных и опорных фарфоровых изоляторов.

Производится мегаомметром на напряжение 2,5 кВ только при положительной температуре окружающего воздуха.

Сопротивление каждого изолятора или каждого элемента многоэлементного изолятора должно быть не менее 300 Мом.

2. Испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты.

Испытание изоляции проводится согласно табл. 1.8.24.

Продолжительность испытания — 1 мин.

3. Проверка качества выполнения болтовых контактных соединений.

Производится выборочная проверка качества затяжки контактов и вскрытие 2-3% соединений. Измерение переходного сопротивления контактных соединений следует производить выборочно на 2-3% соединений. Контактные соединения на ток более 1000 А рекомендуется проверять в полном объеме.

Падение напряжения или сопротивление на участке шины (0,7-0,8 м) в месте контактного соединения не должно превышать падения напряжения или сопротивления участка шин той же длины более чем в 1,2 раза.

4. Проверка качества выполнения спрессованных контактных соединений.

Спрессованные контактные соединения бракуются, если:

а) их геометрические размеры (длина и диаметр спрессованной части) не соответствуют требованиям инструкции по монтажу соединительных зажимов данного типа;

б) на поверхности соединителя или зажима имеются трещины, следы значительной коррозии и механических повреждений;

в) кривизна опрессованного соединителя превышает 3 % его длины;

г) стальной сердечник опрессованного соединителя смещен относительно симметричного положения более чем на 15 % длины прессуемой части провода.

Следует произвести выборочное измерение переходного сопротивления 3-5 % опрессованных контактных соединений. Падение напряжения или сопротивление на участке соединения не должно превышать падения напряжения или сопротивления на участке провода той же длины более чем в 1,2 раза.

5. Контроль сварных контактных соединений.

Сварные контактные соединения бракуются, если непосредственно после выполнения сварки будут обнаружены:

а) пережог провода наружного повива или нарушение сварки при перегибе соединенных проводов;

б) усадочная раковина в месте сварки глубиной более 1/3 диаметра провода.

6. Испытание проходных изоляторов.

Производится в соответствии с 1.8.34.

1.8.28. Сухие токоограничивающие реакторы

1. Измерение сопротивления изоляции обмоток относительно болтов крепления.

Производится мегаомметром на напряжение 2,5 кВ. Сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм.

2. Испытание опорной изоляции реакторов повышенным напряжением промышленной частоты.

Испытательное напряжение опорной изоляции полностью собранного реактора принимается согласно табл. 1.8.24.

Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения 1 мин.

Испытание опорной изоляции сухих реакторов повышенным напряжением промышленной частоты может производиться совместно с изоляторами ошиновки ячейки.

1.8.29. Электрофильтры

1. Измерение сопротивления изоляции обмоток трансформатора агрегата питания.

Сопротивление изоляции обмоток напряжением 380/220 В с подсоединенными к ним цепями должно быть не менее 1 МОм.

Сопротивление изоляции обмоток высокого напряжения не должно быть ниже 50 МОм при температуре 25°C или не должно быть менее 70 % значения, указанного в паспорте агрегата.

2. Испытание изоляции цепей 380/220 В агрегата питания.

Испытание изоляции производится напряжением 2 кВ частотой 50 Гц в течение 1 мин. Элементы, работающие при напряжении 60 В и ниже, должны быть отключены.

3. Измерение сопротивления изоляции кабеля высокого напряжения.

Сопротивление изоляции, измеренное мегаомметром на напряжение 2500 В, не должно быть менее 10 МОм.

4. Испытание изоляции кабеля высокого напряжения.

Испытание производится напряжением 75 кВ постоянного тока в течение 30 мин.

5. Испытания трансформаторного масла.

Предельно допустимые значения пробивного напряжения масла: до заливки — 40 кВ, после — 35 кВ. В масле не должно содержаться следов воды.

6. Проверка исправности заземления элементов оборудования.

Производится проверка надежности крепления заземляющих проводников к заземлителю и следующим элементам оборудования: осадительным электродам, положительному полюсу агрегата питания, корпусу электрофильтра, корпусам трансформаторов и электродвигателей, основанию переключателей, каркасам панелей и щитов управления, кожухам кабеля высокого напряжения, люкам лазов, дверкам изоляторных коробок, коробкам кабельных муфт, фланцам изоляторов и другим металлическим конструкциям согласно проекту.

7. Проверка сопротивления заземляющих устройств.

Сопротивление заземлителя не должно превышать 4 Ом, а сопротивление заземляющих проводников (между контуром заземления и деталью оборудования, подлежащей заземлению) — 0,1 Ом.

8. Снятие вольтамперных характеристик.

Вольтамперные характеристики электрофильтра (зависимость тока короны полей от приложенного напряжения) снимаются на воздухе и дымовом газе согласно указаниям табл. 1.8.26.

Таблица 1.8.26

Указания по снятию характеристик электрофильтров

Испытуемый объект	Порядок снятия вольтамперных характеристик	Требования к результатам испытаний
1. Каждое поле на воздухе	Вольтамперная характеристика снимается при плавном повышении напряжения с интервалами изменения токовой нагрузки 5-10 % номинального значения до предпробойного уровня. Она снимается при включенных в непрерывную работу механизмах встряхивания электродов и дымососах	Пробивное напряжение на электродах должно быть не менее 40 кВ при номинальном токе короны в течение 15 мин
2. Все поля электрофильтра на воздухе	Тоже	Характеристики, снятые в начале и конце 24 ч испытания не должны отличаться друг от друга более чем на 10 %
3. Все поля электрофильтра на дымовом газе	Вольтамперная характеристика снимается при плавном повышении напряжения до предпробойного уровня (восходящая ветвь) с интервалами изменения токовой нагрузки 5-10 % номинального значения и при плавном снижении напряжения (нисходящая ветвь) с теми же интервалами токовой нагрузки. Она снимается при номинальной паровой нагрузке котла и включенных в непрерывную работу механизмах встряхивания электродов	Характеристики, снятые в начале и конце 72 ч испытания не должны отличаться друг от друга более чем на 10 %

1.8.30. Конденсаторы

Конденсаторы для повышения коэффициента мощности напряжением ниже 1 кВ испытываются по пп. 1, 4, 5; конденсаторы для повышения коэффициента мощности напряжением 1 кВ и выше испытываются по пп. 1, 2, 4, 5; конденсаторы связи, отбора мощности и делительные конденсаторы испытываются по пп. 1-4; конденсаторы для защиты от перенапряжений и конденсаторы продольной компенсации испытываются по пп. 1, 2, 4, 5.

Таблица 1.8.27

Допустимое изменение емкости конденсатора

Наименование	Допустимое изменение измеренной емкости конденсатора относительно паспортного значения, %
Конденсаторы связи отбора мощности и делительные	±5
Конденсаторы для повышения коэффициента мощности и конденсаторы, используемые для защиты от перенапряжения	±5
Конденсаторы продольной компенсации	+5 -10

1. Измерение сопротивления изоляции.

Производится мегаомметром на напряжение 2,5 кВ. Сопротивление изоляции между выводами и относительно корпуса конденсатора.

2. Измерение емкости.

Производится при температуре 15-35°C. Измеренная емкость должна соответствовать паспортным данным с учетом погрешности измерения и приведенных в таблице 1.8.27 допусков.

3. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь.

Измерение производится на конденсаторах связи, конденсаторах отбора мощности и конденсаторах делителей напряжения.

Измеренное значение $\operatorname{tg} \delta$ не должно превышать 0,3 % (при температуре 20 °С).

4. Испытание повышенным напряжением.

Испытывается изоляция относительно корпуса при закороченных выводах конденсатора.

Значение и продолжительность приложения испытательного напряжения регламентируется заводскими инструкциями.

Испытательные напряжения промышленной частоты для различных конденсаторов приведены ниже:

Конденсаторы для повышения коэффициента мощности с номинальным напряжением, кВ	Испытательное напряжение, кВ
0,22	2,1
038	2,1
0,5	2,1
1,05	4,3
3,15	15,8
6,3	22,3
10,5	30,0
Конденсаторы для защиты от перенапряжения типа СММ-20/3-0,107	22,5
КМ2-10,5-24	22,5-25,0

Испытания напряжением промышленной частоты могут быть заменены одномоментным испытанием выпрямленным напряжением удвоенного значения по отношению к указанным испытательным напряжениям.

5. Испытание батареи конденсаторов трехкратным включением.

Производится включением на номинальное напряжение с контролем значений токов по каждой фазе. Токи в различных фазах должны отличаться один от другого не более чем на 5%.

1.8.31. Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений*

* Испытания ОПН, не указанных в настоящем разделе, следует проводить в соответствии с инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя.

1. Измерение сопротивления разрядников и ограничителей перенапряжения.

Измерение проводится:

на разрядниках и ОПН с номинальным напряжением менее 3 кВ — мегаомметром на напряжение 1000 В;

на разрядниках и ОПН с номинальным напряжением 3 кВ и выше — мегаомметром на напряжение 2500 В;

Сопротивление разрядников РВН, РВП, РВО, CZ должно быть не менее 1000 МОм.

Сопротивление элементов разрядников РВС должно соответствовать требованиям заводской инструкции.

Сопротивление элементов разрядников РВМ, РВРД, РВМГ, РВМК должно соответствовать значениям, указанным в таблице 1.8.28.

Сопротивление ограничителей перенапряжений с номинальным напряжением 110 кВ и выше должно быть не менее 3000 МОм и не должно отличаться более чем на ± 30 % от данных, приведенных в паспорте.

Сопротивление изоляции изолирующих оснований разрядников с регистраторами срабатывания измеряется мегаомметром на напряжение 2500 В. Значение измеренного сопротивления изоляции должно быть не менее 1 МОм.

Сопротивление ограничителей перенапряжений с номинальным напряжением до 3 кВ должно быть не менее 1000 МОм.

Значение сопротивлений вентильных разрядников

Тип разрядника или элемента	Сопротивление, МОм
-----------------------------	--------------------

	не менее	не более
PBM-3	15	40
PBM-6	100	250
PBM-10	170	450
PBM-15	600	2000
PBM-20	1000	10000
Элемент разрядника PBMГ		
110М	400	2500
150М	400	2500
220М	400	2500
330М	400	2500
400	400	2500
500	400	2500
Основной элемент разрядника PBMK-330, 500	150	500
Вентильный элемент разрядника PBMK-330, 500	0,010	0,035
Искровой элемент разрядника PBMK-330, 500	600	1000
Элемент разрядника PBMK-750М	1300	7000
Элемент разрядника PBMK-1150 (при температуре не менее 10 °С в сухую погоду)	2000	8000

Сопротивление ограничителей перенапряжения с номинальным напряжением 3-35 кВ должно соответствовать требованиям инструкций заводов-изготовителей.

Сопротивление ограничителей перенапряжений с номинальным напряжением 110 кВ и выше должно быть не менее 3000 МОм и не должно отличаться более чем на ± 30 % от данных, приведенных в паспорте.

2. Измерение тока проводимости вентильных разрядников при выпрямленном напряжении.

Измерение проводится у разрядников с шунтирующими сопротивлениями. При отсутствии указаний заводов-изготовителей токи проводимости должны соответствовать приведенным в табл. 1.8.29.

Таблица 1.8.29

Допустимые токи проводимости вентильных разрядников при выпрямленном напряжении

Тип разрядника или элемента	Испытательное выпрямленное напряжение, кВ	Ток проводимости при температуре разрядника 20°С, мкА	
		не менее	не более
PBC-15	16	200	340
PBC-20	20	200	340
PBC-33	32	450	620
PBC-35	32	200	340
PBM-3	4	380	450
PBM-6	6	120	220
PBM-10	10	200	280
PBM-15	18	500	700
PBM-20	28	500	700
PВЭ-25М	28	400	650
PBMЭ-25	32	450	600
PВРД-3	3	30	85
PБРД-6	6	30	85
PВРД-10	10	30	85
Элемент разрядника PBMГ - 110 М, 150 М, 220 М, 330 М, 400, 500	30	1000	1350
Основной элемент разрядника PBMK-330, 500	18	1000	1350
Искровой элемент разрядника	28	900	1300

РВМК-330, 500			
Элемент разрядника РВМК-750 М	64	220	330
Элемент разрядника РВМК- 1150	64	180	320

Примечание. Для приведения токов проводимости разрядников к температуре + 20°С следует внести поправку, равную 3 % на каждые 10 градусов отклонения (при температуре больше 20°С поправка отрицательная).

3. Измерение тока проводимости ограничителей перенапряжений.

Измерение тока проводимости ограничителей перенапряжений производится:

— для ограничителей класса напряжения 3-110 кВ при приложении наибольшего длительно допустимого фазного напряжения;

— для ограничителей класса напряжения 150, 220, 330, 500 кВ при напряжении 100 кВ частоты 50 Гц.

Предельные значения токов проводимости ОПН должны соответствовать инструкции завода-изготовителя.

4. Проверка элементов, входящих в комплект приспособления для измерения тока проводимости ограничителя перенапряжений под рабочим напряжением.

Проверка электрической прочности изолированного вывода производится для ограничителей ОПН-0330 и 500 кВ перед вводом в эксплуатацию.

Проверка производится при плавном подъеме напряжения частоты 50 Гц до 10 кВ без выдержки времени.

Проверка электрической прочности изолятора ОФР-10-750 производится напряжением 24 кВ частоты 50 Гц в течение 1 мин.

Измерение тока проводимости защитного резистора производится при напряжении 0,75 кВ частоты 50 Гц. Значение тока должно находиться в пределах 1,8-4,0 мА.

1.8.32. Трубчатые разрядники

1. Проверка состояния поверхности разрядника.

Производится путем осмотра перед установкой разрядника на опору. Наружная поверхность разрядника не должна иметь трещин и отслоений.

2. Измерение внешнего искрового промежутка.

Производится на опоре установки разрядника. Искровой промежуток не должен отличаться от заданного.

3. Проверка расположения зон выхлопа.

Производится после установки разрядников. Зоны выхлопа не должны пересекаться и охватывать элементы конструкции и проводов, имеющих потенциал, отличающийся от потенциала открытого конца разрядника.

1.8.33. Предохранители, предохранители-разъединители напряжением выше 1 кВ

1. Испытание опорной изоляции предохранителей повышенным напряжением промышленной частоты.

Испытательное напряжение устанавливается согласно табл. 1.8.24.

Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения 1 мин. Испытание опорной изоляции предохранителей повышенным напряжением промышленной частоты может производиться совместно с испытанием изоляторов ошиновки ячейки.

2. Проверка целостности плавких вставок и токоограничивающих резисторов.

Проверяются:

омметром — целостность плавкой вставки;

визуально — наличие маркировки на патроне и соответствие тока проектным данным.

3. Измерение сопротивления постоянному току токоведущей части патрона предохранителя-разъединителя.

Измеренное значение сопротивления должно соответствовать значению, указанному заводом-изготовителем.

4. Измерение контактного нажатия в разъёмных контактах предохранителя-разъединителя.

Измеренное значение контактного нажатия должно соответствовать указанным заводом-изготовителем.

5. Проверка состояния дугогасительной части патрона предохранителя-разъединителя.

Измеряется внутренний диаметр дугогасительной части патрона предохранителя-разъединителя.

6. Проверка работы предохранителя-разъединителя.

Выполняется 5 циклов операций включения и отключения предохранителя-разъединителя. Выполнение каждой операции должно быть успешным с первой попытки.

1.8.34. Вводы и проходные изоляторы

1. Измерение сопротивления изоляции.

Производится мегаомметром на напряжение 2,5 кВ у вводов с бумажно-масляной изоляцией. Измеряется сопротивление изоляции измерительной и последней обкладок вводов относительно соединительной втулки. Сопротивление изоляции должно быть не менее 1000 МОм.

2. Измерение $\tan \delta$ и емкости изоляции.

Производится измерение $\tan \delta$ и емкости изоляции:

— основной изоляции вводов при напряжении 10 кВ;

— изоляции измерительного конденсатора ПИН (C_2) и/или последних слоев изоляции (C_3) при напряжении 5 кВ .

Предельные значения $\tan \delta$ приведены в табл. 1.8.30.

Предельное увеличение емкости основной изоляции составляет 5 % относительно измеренной на заводе-изготовителе.

Нормируются значения $\tan \delta$, приведенные к температуре 20°C. Приведение производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации ввода.

Таблица 1.8.30

Предельные значения $\tan \delta$

Тип и зона изоляции ввода	Предельные значения $\tan \delta$, %, для вводов номинальным напряжением, кВ			
	35	110-150	220	330-750
Бумажно-масляная изоляция ввода: основная изоляция (C_1) и изоляция конденсатора ПИН (C_2); последние слои изоляции (C_2);	-	0,7	0,6	0,6
	-	1,2	1,0	0,8
Твердая изоляция ввода с масляным заполнением, основная изоляция (C_1)	1,0	1,0	-	-
Бумажно-бакелитовая изоляция ввода с мастичным заполнением: основная изоляция (C_1)	3,0	-	-	-

3. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты.

Испытание является обязательным для вводов и проходных изоляторов на напряжение до 35 кВ.

Испытательное напряжение для проходных изоляторов и вводов, испытываемых отдельно или после установки в распределительном устройстве, принимается согласно табл. 1.8.31.

Испытание вводов, установленных на силовых трансформаторах, следует производить совместно с испытанием обмоток по нормам, принятым для силовых трансформаторов (см. табл. 1.8.12.).

Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения для вводов и проходных изоляторов 1 мин.

Ввод считается выдержавшим испытание, если при этом не наблюдалось пробоя, перекрытия, скользящих разрядов и частичных разрядов в масле (у маслонаполненных вводов), выделений газа, а также если после испытания не обнаружено местного перегрева изоляции.

Таблица 1.8.31

Испытательное напряжение промышленной частоты вводов и проходных изоляторов

Номинальное напряжение, кВ	Испытательное напряжение		
	керамические изоляторы, испытываемые отдельно	аппаратные вводы и проходные изоляторы с основной керамической или жидкой изоляцией	аппаратные вводы и проходные изоляторы с основной бакелитовой изоляцией
3	25	24	21,6
6	32	32	28,8
10	42	42	37,8
15	57	55	49,5
20	68	65	58,5
35	100	95	85,5

4. Проверка качества уплотнений вводов.

Производится для негерметичных маслonaполненных вводов напряжением 110 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией путем создания в них избыточного давления масла 0,1 МПа. Продолжительность испытания 30 мин. При испытании не должно наблюдаться признаков течи масла. Допустимое снижение давления за время испытаний не более 5 %.

5. Испытание трансформаторного масла из маслonaполненных вводов.

Производится испытание залитого масла по показателям пп. 1-6 табл. 1.8.33.

У герметичных вводов испытание масла не производится.

1.8.35. Подвесные и опорные изоляторы

Для опорно-стержневых изоляторов испытание повышенным напряжением промышленной частоты не обязательно.

Электрические испытания стеклянных подвесных изоляторов не производятся. Контроль их состояния осуществляется путем внешнего осмотра.

1. Измерение сопротивления изоляции подвесных и многоэлементных изоляторов.

Производится мегаомметром на напряжение 2,5 кВ только при положительных температурах окружающего воздуха. Проверку изоляторов следует производить непосредственно перед их установкой в распределительных устройствах и на линиях электропередачи. Сопротивление изоляции каждого подвесного фарфорового изолятора или каждого элемента штыревого изолятора должно быть не менее 300 МОм.

2. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты:

а) опорных одноэлементных изоляторов. Для изоляторов внутренней и наружной установок значения испытательного напряжения приводятся в табл. 1.8.32;

б) опорных многоэлементных и подвесных изоляторов. Вновь устанавливаемые штыревые и подвесные изоляторы следует испытывать напряжением 50 кВ, прикладываемым к каждому элементу изолятора. Допускается не производить испытание подвесных изоляторов.

Таблица 1.8.32

Испытательное напряжение опорных одноэлементных изоляторов

Испытуемые изоляторы	Испытательное напряжение, кВ, для номинального напряжения электроустановки, кВ					
	3	6	10	15	20	35
Изоляторы, испытываемые отдельно	25	32	42	57	68	100
Изоляторы, установленные в цепях шин и аппаратов	24	32	42	55	65	95

Длительность приложения нормированного испытательного напряжения - 1 мин.

1.8.36. Трансформаторное масло

1. Анализ масла перед заливкой в оборудование.

Каждая партия свежего, поступившего с завода трансформаторного масла должна перед заливкой в оборудование подвергаться однократным испытаниям по показателям, приведенным в табл. 1.8.33. Значения показателей, полученные при испытаниях, должны быть не хуже приведенных в таблице.

2. Анализ масла перед включением оборудования.

Масло, отбираемое из оборудования перед его включением под напряжением после монтажа, подвергается сокращенному анализу в объеме, указанном в соответствующих параграфах данной главы и указаниям заводов-изготовителей.

Таблица 1.8.33

Предельно допустимые значения показателей качества трансформаторного масла

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Свежее сухое масло перед заливкой в оборудование	Масло непосредственно после заливки в оборудование
1. Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, (кВ) не менее, электрооборудование: до 15 кВ включительно до 35 кВ включительно от 60 кВ до 150 кВ от 220 кВ до 500 кВ	30	25
	35	30
	60	55
	65	60
2. Кислотное число ГОСТ 5985-79 мг КОН на 1 г масла, не более, электрооборудование: до 220 кВ выше 220 кВ	0,02	0,02
	0,01	0,01
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75 °С, не ниже	135	135
4. Влагосодержание по ГОСТ 7822-75, % массы (г/т), не более ГОСТ 1547-84 качественно	0,001 % (10 г/т)	0,001 % (10 г/т)
а) трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслonaполненные вводы и измерительные трансформаторы	0,001 (10)	0,001 (10)
б) силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные вводы	0,002 % (20)	0,0025 % (25)
в) электрооборудование при отсутствии требований предприятий-изготовителей по количественному определению данного показателя	отсутствует	отсутствует
5. Содержание механических примесей ГОСТ 6370-83 и РТМ 17216-71 электрооборудование до 220 кВ включительно свыше 220 кВ, % не более	отсутствие 0,0008	отсутствие 0,0008
6. Тангенс угла диэлектрических потерь ГОСТ 6581-75, % не более, при 90 °С	1,7	2,0
7. Водорастворимые кислоты и щелочи по ГОСТ 6307-75	отсутствие	отсутствие
8. Содержание антиокислительной присадки по РД 34.43.105-89	0,2	0,18
9. Температура застывания по ГОСТ 20287-91 °С не выше арктическое масло	-45	-
	-60	-
10. Газосодержание % объема не более, по РД 34.43.107-95	0,5	1,0
11. Стабильность против окисления по ГОСТ		

981-75 для силовых и измерительных трансформаторов от 110 до 220 кВ		
а) содержание осадка, % массы, не более	0,01	
б) кислотное число окисленного масла мг КОН на 1 г масла, не более	0,1	

1.8.37. Электрические аппараты, вторичные цепи и электропроводки напряжением до 1 кВ

Электрические аппараты и вторичные цепи схем защит, управления, сигнализации и измерения испытываются в объеме, предусмотренном настоящим параграфом. Электропроводки напряжением до 1 кВ от распределительных пунктов до электроприемников испытываются по п. 1.

1. Измерение сопротивления изоляции.

Сопротивление изоляции должно быть не менее значений, приведенных в табл. 1.8.34.

Таблица 1.8.34

Допустимые значения сопротивления изоляции

Испытуемый элемент	Напряжение мегаомметра, В	Наименьшее допустимое значение сопротивления изоляции, МОм
1. Шины постоянного тока на щитах управления и в распределительных устройствах (при отсоединенных цепях)	500-1000	10
2. Вторичные цепи каждого присоединения и цепи питания приводов выключателей и разъединителей ¹⁾	500-1000	1
3. Цепи управления, защиты, автоматики и измерений, а также цепи возбуждения машин постоянного тока, присоединенные к силовым цепям	500-1000	1
4. Вторичные цепи и элементы при питании от отдельного источника или через разделительный трансформатор, рассчитанные на рабочее напряжение 60 В и ниже ²⁾	500	0,5
5. Электропроводки, в том числе осветительные сети	1000	0,5
6. Распределительные устройства ⁴⁾ , щиты и токопроводы (шинопроводы)	500-1000	0,5

¹⁾ Измерение производится со всеми присоединенными аппаратами (катушки приводов, контакторы, пускатели, автоматические выключатели, реле, приборы, вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения и т.п.).

²⁾ Должны быть приняты меры для предотвращения повреждения устройств, в особенности микроэлектронных и полупроводниковых элементов.

³⁾ Сопротивление изоляции измеряется между каждым проводом и землей, а также между каждым двумя проводами.

⁴⁾ Измеряется сопротивление изоляции каждой секции распределительного устройства.

2. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты.

Испытательное напряжение для вторичных цепей схем защиты, управления, сигнализации и измерения со всеми присоединительными аппаратами (автоматические выключатели, магнитные пускатели, контакторы, реле, приборы и т. п.) 1 кВ. Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения 1 мин.

3. Проверка действия автоматических выключателей.

3.1. Проверка сопротивления изоляции. Производится у выключателей на номинальный ток 400 А и более. Значение сопротивления изоляции — не менее 1 Мом.

3.2. Проверка действия расцепителей. Проверяется действие расцепителя мгновенного действия. Выключатель должен срабатывать при токе не более 1,1 верхнего значения тока срабатывания выключателя, указанного заводом-изготовителем.

В электроустановках, выполненных по требованиям раздела 6, глав 7.1 и 7.2 проверяются все вводные и секционные выключатели, выключатели цепей аварийного освещения, пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, а также не менее 2 % выключателей распределительных и групповых сетей.

В других электроустановках испытываются все вводные и секционные выключатели, выключатели цепей аварийного освещения, пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, а также не менее 1% остальных выключателей.

Проверка производится в соответствии с указаниями заводов-изготовителей. При выявлении выключателей, не отвечающих установленным требованиям, дополнительно проверяется удвоенное количество выключателей.

4. Проверка работы автоматических выключателей и контакторов при пониженном и номинальном напряжениях оперативного тока.

Значение напряжения срабатывания и количество операций при испытании автоматических выключателей и контакторов многократными включениями и отключениями приведены в табл. 1.8.35.

Таблица 1.8.35

Испытание контакторов и автоматических выключателей многократными включениями и отключениями

Операция	Напряжение оперативного тока, % номинального	Количество операций
Включение	90	5
Отключение	80	5

5. Устройства защитного отключения (УЗО), выключатели дифференциального тока (ВДТ) проверяются в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

6. Проверка релейной аппаратуры. Проверка реле защиты, управления, автоматики и сигнализации и других устройств производится в соответствии с действующими инструкциями. Пределы срабатывания реле на рабочих уставках должны соответствовать расчетным данным.

7. Проверка правильности функционирования полностью собранных схем при различных значениях оперативного тока.

Все элементы схем должны надежно функционировать в предусмотренной проектом последовательности при значениях оперативного тока, приведенных в табл. 1.8.36.

Таблица 1.8.36

Напряжение оперативного тока, при котором должно обеспечиваться нормальное функционирование схем

Испытуемый объект	Напряжение оперативного тока, % номинального	Примечание
Схемы защиты и сигнализации в установках напряжением выше 1 кВ	80, 100	-
Схемы управления в установках напряжением выше 1 кВ:		-
испытание на включение	90, 100	
то же, но на отключение	80, 100	
Релейно-контакторные схемы в установках напряжением до 1 кВ	90, 100	Для простых схем кнопка - магнитный пускатель проверка работы на пониженном напряжении не производится.
Бесконтактные схемы на логических элементах	85, 100, 110	Изменение напряжения производится на входе в блок питания.

1.8.38. Аккумуляторные батареи

1. Измерение сопротивления изоляции.

Измерение производится вольтметром (внутреннее сопротивление вольтметра должно быть точно известно, класс не ниже 1).

При полностью снятой нагрузке должно быть измерено напряжение батареи на зажимах и между каждым из зажимов и землей.

Сопротивление изоляции R_x вычисляется по формуле

$$R_x = R_q \frac{U}{U_1 + U_2} - I_{q\text{ш}},$$

где, R_q — внутреннее сопротивление вольтметра; U — напряжение на зажимах батареи; U_1 и U_2 — напряжение между положительным зажимом и землей и отрицательным зажимом и землей.

Сопротивление изоляции батареи должно быть не менее указанного ниже:

Номинальное напряжение, В	24	48	110	220
Сопротивление, кОм	60	60	60	150

2. Проверка емкости отформованной аккумуляторной батареи.

Полностью заряженные аккумуляторы разряжают током 3- или 10-часового режима.

Емкость аккумуляторной батареи, приведенная к температуре +25°C, должна соответствовать данным завода-изготовителя.

3. Проверка электролита.

Плотность электролита каждого элемента в конце заряда и разряда батареи должны соответствовать данным завода-изготовителя. Температура электролита при заряде должна быть не выше +40°C.

4. Химический анализ электролита.

Электролит для заливки кислотных аккумуляторных батарей должен готовиться из серной аккумуляторной кислоты сорта А по ГОСТ 667-73 и дистиллированной воды по ГОСТ 6709-72.

Содержание примесей и нелетучего остатка в разведенном электролите не должно превышать значений, приведенных в табл. 1.8.37.

Таблица 1.8.37

**Нормы на характеристики серной кислоты и электролита
для аккумуляторных батарей**

Показатель	Нормы для серной кислоты	Нормы для электролита	
	Высшего сорта	Разведенная свежая кислота для заливки в аккумуляторы	Электролит из работающего аккумулятора
1. Внешний вид	Прозрачная	Прозрачная	
2. Интенсивность окраски (определяется колориметрическим способом), мл	0,6	0,6	1
3. Плотность при температуре 20°C, г/см ³	1,83÷1,84	1,18±0,005	1,2÷1,21
4. Содержание железа, %, не более	0,005	0,006	0,008
5. Содержание нелетучего остатка после прокаливания, %, не более	0,02	0,03	-
6. Содержание окислов азота, %, не более	0,00003	0,00005	-
7. Содержание мышьяка, %, не более	0,00005	0,00005	-
8. Содержание хлористых соединений, %, не более	0,0002	0,0003	0,0005
9. Содержание марганца, %, не более	0,00005	0,00005	-
10. Содержание меди, %, не более	0,0005	0,0005	-
11. Содержание веществ, восстанавливающих марганцевокислый калий, мл 0,01N раствора KMnO ₄ , не более	4,5	-	-

12. Содержание суммы тяжелых металлов в пересчете на свинец, %, не более	0,01	-	-
--	------	---	---

Примечание. Для дистиллированной воды допускается наличие тех же примесей, что допускает ГОСТ 667-73 для аккумуляторной кислоты, но в 10 раз меньшей концентрации.

5. Измерение напряжения на элементах.

Напряжение отстающих элементов в конце разряда не должно отличаться более чем на 1-1,5 % от среднего напряжения остальных элементов, а количество отстающих элементов должно быть не более 5 % их общего количества в батарее. Значение напряжения в конце разряда должно соответствовать данным завода-изготовителя.

1.8.39. Заземляющие устройства

1. Проверка элементов заземляющего устройства.

Проверку следует производить путем осмотра элементов заземляющего устройства в пределах доступности осмотра. Сечения и проводимости элементов заземляющего устройства, включая главную заземляющую шину, должны соответствовать требованиям настоящих Правил и проектным данным.

2. Проверка цепи между заземлителями и заземляемыми элементами.

Следует проверить сечения, целостность и прочность проводников, их соединений и присоединений. Не должно быть обрывов и видимых дефектов в заземляющих проводниках, соединяющих аппараты с заземлителем. Надежность сварки проверяется ударом молотка.

3. Проверка состояния пробивных предохранителей в электроустановках до 1 кВ.

Пробивные предохранители должны быть исправны и соответствовать номинальному напряжению электроустановки.

4. Проверка цепи фаза — нуль в электроустановках до 1 кВ с системой TN.

Проверка производится одним из следующих способов: — непосредственным измерением тока однофазного замыкания на корпус или нулевой защитный проводник;

— измерением полного сопротивления цепи фаза - нулевой защитный проводник с последующим вычислением тока однофазного замыкания.

Кратность тока однофазного замыкания на землю по отношению к номинальному току предохранителя или расцепителя автоматического выключателя должно быть не менее значения, указанного в главе 3.1 ПУЭ.

5. Измерение сопротивления заземляющих устройств.

Значения сопротивления заземляющих устройств с подсоединенными естественными заземлителями должны удовлетворять значениям, приведенным в соответствующих главах настоящих Правил и таблице 1.8.38.

Таблица 1.8.38

Наибольшие допустимые значения сопротивлений заземляющих устройств

Вид электроустановки	Характеристика электроустановки	Сопротивление, Ом
1. Подстанции и распределительные пункты напряжением выше 1 кВ	Электроустановки электрических сетей с глухозаземленной и эффективно заземленной нейтралью.	0,5
	Электроустановки электрических сетей с изолированной нейтралью, с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор.	$250/I_p^*$
2. Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ	Заземляющие устройства опор ВЛ (см. также 2.5.129-2.5.131) при удельном сопротивлении грунта, ρ , Ом·м: - до 100 - более 100 до 500 - более 500 до 1000 - более 1000 до 5000 - более 5000	10 15 20 30 $\rho \cdot 6 \cdot 10^{-3}$

	Заземляющие устройства опор ВЛ с разрядниками на подходах к распределительным устройствам с вращающимися машинами	см. главу 4.2
3. Электроустановки напряжением до 1 кВ	Электроустановки с источниками питания в электрических сетях с глухозаземленной нейтралью (или средней точкой) источника питания (система TN): - в непосредственной близости от нейтрали - с учетом естественных заземлителей и повторных заземлителей отходящих линий	15/30/60** 2/4/8**
	Электроустановки в электрических сетях с изолированной нейтралью (или средней точкой) источника питания (система IT)	50/I***, более 4 Ом не требуется
4. Воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ	Заземляющие устройства опор ВЛ с повторными заземлителями PEN (PE) - проводника	30

I_p^* - расчетный ток замыкания на землю;

** - соответственно при линейных напряжениях 660, 280, 220 В;

I*** - полный ток замыкания на землю.

6. Измерение напряжения прикосновения (в электроустановках, выполненных по нормам на напряжение прикосновения).

Измерение напряжения прикосновения производится при присоединенных естественных заземлителях.

Напряжение прикосновения измеряется в контрольных точках, в которых эти значения определены расчетом при проектировании (см. также 1.7.91).

1.8.40. Силовые кабельные линии

Силовые кабельные линии напряжением до 1 кВ испытываются по пп. 1, 2, 7, 13, напряжением выше 1 кВ и до 35 кВ — по пп. 1-3, 6, 7, 11, 13, напряжением 110 кВ и выше — в полном объеме, предусмотренном настоящим параграфом.

1. Проверка целостности и фазировки жил кабеля. Проверяются целостность и совпадение обозначений фаз подключаемых жил кабеля.

2. Измерение сопротивления изоляции. Производится мегаомметром на напряжение 2,5 кВ. Для силовых кабелей до 1 кВ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм. Для силовых кабелей выше 1 кВ сопротивление изоляции не нормируется. Измерение следует производить до и после испытания кабеля повышенным напряжением.

3. Испытание повышенным напряжением выпрямленного тока.

Испытательное напряжение принимается в соответствии с табл. 1.8.39.

Для кабелей на напряжение до 35 кВ с бумажной и пластмассовой изоляцией длительность приложения полного испытательного напряжения составляет 10 мин.

Для кабелей с резиновой изоляцией на напряжение 3-10 кВ длительность приложения полного испытательного напряжения составляет 5 мин. Кабели с резиновой изоляцией на напряжение до 1 кВ испытаниям повышенным напряжением не подвергаются.

Для кабелей на напряжение 110-500 кВ длительность приложения полного испытательного напряжения составляет 15 мин.

Допустимые токи утечки в зависимости от испытательного напряжения и допустимые значения коэффициента асимметрии при измерении тока утечки приведены в табл. 1.8.40. Абсолютное значение тока утечки не является браковочным показателем. Кабельные линии с удовлетворительной изоляцией должны иметь стабильные значения токов утечки. При проведении испытания ток утечки должен уменьшаться. Если не происходит уменьшения значения тока утечки, а также при его увеличении или нестабильности тока испытание производить до выявления дефекта, но не более чем 15 мин.

При смешанной прокладке кабелей в качестве испытательного напряжения для всей кабельной линии принимать наименьшее из испытательных напряжений по табл. 1.8.39.

Таблица 1.8.39

Испытательное напряжение выпрямленного тока для силовых кабелей

Кабели с бумажной изоляцией на напряжение, кВ										
2	3	6	10	20	35	110	150	220	330	500
12	18	36	60	100	175	285	347	510	670	865
Кабели с пластмассовой изоляцией на напряжение, кВ					Кабели с резиновой изоляцией на напряжение, кВ					
1*	3	6	10	110	3	6	10			
5,0	15	36	60	285	6	12	20			

* Испытания выпрямленным напряжением одножильных кабелей с пластмассовой изоляцией без брони (экранов), проложенных на воздухе, не производится.

Таблица 1.8.40

Токи утечки и коэффициенты асимметрии для силовых кабелей

Кабели напряжением, кВ	Испытательное напряжение, кВ	Допустимые значения токов утечки, мА	Допустимые значения коэффициента асимметрии (I_{\max}/I_{\min})
6	36	0,2	8
10	60	0,5	8
20	100	1,5	10
35	175	2,5	10
110	285	Не нормируется	Не нормируется
150	347	То же	То же
220	610	«	«
330	670	«	«
500	865	«	«

4. Испытание напряжением переменного тока частоты 50 Гц.

Такое испытание допускается для кабельных линий на напряжение 110-500 кВ взамен испытания выпрямленным напряжением.

Испытание производится напряжением $(1,00-1,73)U_{\text{ном}}$.

Допускается производить испытания путем включения кабельной линии на номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$. Длительность испытания — согласно указаниям завода-изготовителя.

5. Определение активного сопротивления жил. Производится для линий 20 кВ и выше. Активное сопротивление жил кабельной линии постоянному току, приведенное к 1 мм² сечения, 1 м длины и температуре +20°C, должно быть не более 0,0179 Ом для медной жилы и не более 0,0294 Ом для алюминиевой жилы. Измеренное сопротивление (приведенное к удельному значению) может отличаться от указанных значений не более, чем на 5%.

6. Определение электрической рабочей емкости жил.

Производится для линий 20 кВ и выше. Измеренная емкость не должна отличаться от результатов заводских испытаний более чем на 5%.

7. Проверка защиты от блуждающих токов.

Производится проверка действия установленных катодных защит.

8. Испытание на наличие нерастворенного воздуха (пропиточное испытание).

Производится для маслonaполненных кабельных линий 110-500 кВ. Содержание нерастворенного воздуха в масле должно быть не более 0,1%.

9. Испытание подпитывающих агрегатов и автоматического подогрева концевых муфт.

Производится для маслonaполненных кабельных линий 110-500 кВ.

10. Проверка антикоррозийных защит.

При приемке линий в эксплуатацию и в процессе эксплуатации проверяется работа антикоррозионных защит для:

— кабелей с металлической оболочкой, проложенных в грунтах со средней и низкой коррозионной активностью (удельное сопротивление грунта выше 20 Ом/м), при среднесуточной плотности тока утечки в землю выше 0,15 мА/дм²;

— кабелей с металлической оболочкой, проложенных в грунтах с высокой коррозионной активностью (удельное сопротивление грунта менее 20 Ом/м) при любой среднесуточной плотности тока в землю;

— кабелей с незащищенной оболочкой и разрушенными броней и защитными покровами;

— стального трубопровода кабелей высокого давления независимо от агрессивности грунта и видов изоляционных покрытий.

При проверке измеряются потенциалы и токи в оболочках кабелей и параметры электрозащиты (ток и напряжение катодной станции, ток дренажа) в соответствии с руководящими указаниями по электрохимической защите подземных энергетических сооружений от коррозии.

Оценку коррозионной активности грунтов и естественных вод следует производить в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-89.

11. Определение характеристик масла и изоляционной жидкости.

Определение производится для всех элементов маслonaполненных кабельных линий на напряжение 110-500 кВ и для концевых муфт (вводов в трансформаторы и КРУЭ) кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 110 кВ.

Пробы масел марок С-220, МН-3 и МН-4 и изоляционной жидкости марки ПМС должны удовлетворять требованиям норм табл. 1.8.41. и 1.8.42.

Если значения электрической прочности и степени дегазации масла МН-4 соответствуют нормам, а значения tg δ , измеренные по методике ГОСТ 6581-75, превышают указанные в табл. 1.8.42, пробу масла дополнительно выдерживают при температуре 100 °С в течение 2 ч, периодически измеряя tg δ . При уменьшении значения tg δ проба масла выдерживается при температуре 100°С до получения установившегося значения, которое принимается за контрольное значение.

12. Измерение сопротивления заземления.

Производится на линиях всех напряжений для концевых заделок, а на линиях 110-500 кВ, кроме того, для металлических конструкций кабельных колодцев и подпиточных пунктов.

Таблица 1.8.41

Нормы на показатели качества масел марок С-220, МН-3 и МН-4 и изоляционной жидкости марки ПМС

Показатель качества масла	Для вновь вводимой линии		
	С-220, 5РА	МН-3, МН-4	ПМС
Пробивное напряжение в стандартном сосуде, кВ, не менее	45	45	35
Степень дегазации (растворенный газ), не более	0,5	0,1	-

Примечание. Испытания масел, не указанных в табл. 1.8.39, производить в соответствии с требованием изготовителя.

Таблица 1.8.42

Тангенс угла диэлектрических потерь масла и изоляционной жидкости (при 100°С), %, не более, для кабелей на напряжение, кВ

110	150-220	330-500
0,5/0,8*	0,5/0,8*	0,5/-

* В числителе указано значение для масел марок С-220, в знаменателе - для МН-3, МН-4 и ПМС

1.8.41. Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ

1. Проверка изоляторов.

Производится внешним осмотром.

2. Проверка соединений проводов.

Производится согласно 1.8.27.

3. Измерение сопротивления заземления опор, их оттяжек и тросов.

Производится в соответствии с 1.8.39 и указаниями главы 2.4.

Глава 1.9

ИЗОЛЯЦИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

УТВЕРЖДЕНО

Министерством энергетики
Российской Федерации

Приказ от 8 июля 2002 г. № 204

*Вводится в действие
с 1 января 2003 г.*

Область применения. Определения

1.9.1. Настоящая глава распространяется на выбор изоляции электроустановок переменного тока на номинальное напряжение 6-750 кВ.

1.9.2. Длина пути утечки изоляции (изолятора) или составной изоляционной конструкции (L) - наименьшее расстояние по поверхности изоляционной детали между металлическими частями разного потенциала.

1.9.3. Эффективная длина пути утечки - часть длины пути утечки, определяющая электрическую прочность изолятора или изоляционной конструкции в условиях загрязнения и увлажнения.

Удельная эффективная длина пути утечки (λ_0) - отношение эффективной длины пути утечки к наибольшему рабочему межфазному напряжению сети, в которой работает электроустановка.

1.9.4. Коэффициент использования длины пути утечки (k) - поправочный коэффициент, учитывающий эффективность использования длины пути утечки изолятора или изоляционной конструкции.

1.9.5. Степень загрязнения (СЗ) - показатель, учитывающий влияние загрязненности атмосферы на снижение электрической прочности изоляции электроустановок.

1.9.6. Карта степеней загрязнения (КСЗ) - географическая карта, районизирующая территорию по СЗ.

Общие требования

1.9.7. Выбор изоляторов или изоляционных конструкций из стекла и фарфора должен производиться по удельной эффективной длине пути утечки в зависимости от СЗ в месте расположения электроустановки и ее номинального напряжения. Выбор изоляторов или изоляционных конструкций из стекла и фарфора может производиться также по разрядным характеристикам в загрязненном и увлажненном состоянии.

Выбор полимерных изоляторов или конструкций в зависимости от СЗ и номинального напряжения электроустановки должен производиться по разрядным характеристикам в загрязненном и увлажненном состоянии.

1.9.8. Определение СЗ должно производиться в зависимости от характеристик источников загрязнения и расстояния от них до электроустановки (табл. 1.9.3-1.9.18). В случаях, когда использование табл. 1.9.3-1.9.18 по тем или иным причинам невозможно, определение СЗ следует производить по КСЗ.

Вблизи промышленных комплексов, а также в районах с наложением загрязнений от крупных промышленных предприятий, ТЭС и источников увлажнения с высокой электрической проводимостью определение СЗ, как правило, должно производиться по КСЗ.

1.9.9. Длина пути утечки L (см) изоляторов и изоляционных конструкций из стекла и фарфора должна определяться по формуле

$$L = \lambda_0 \cdot U \cdot k,$$

где λ_0 — удельная эффективная длина пути утечки по табл. 1.9.1, см/кВ;

U - наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ (по ГОСТ 721);
 k — коэффициент использования длины пути утечки (1.9.44-1.9.53).

Изоляция ВЛ

1.9.10. Удельная эффективная длина пути утечки поддерживающих гирлянд изоляторов и штыревых изоляторов ВЛ на металлических и железобетонных опорах в зависимости от СЗ и номинального напряжения (на высоте до 1000 м над уровнем моря) должна приниматься по табл. 1.9.1.

Таблица 1.9.1



Удельная эффективная длина пути утечки поддерживающих гирлянд изоляторов и штыревых изоляторов ВЛ на металлических и железобетонных опорах, внешней изоляции электрооборудования и изоляторов ОРУ

Степень загрязнения	$\lambda_{\text{э}}$, см/кВ (не менее), при номинальном напряжении, кВ	
	до 35 включительно	110-750
1	1,90	1,60
2	2,35	2,00
3	3,00	2,50
4	3,50	3,10

Удельная эффективная длина пути утечки поддерживающих гирлянд и штыревых изоляторов ВЛ на высоте более 1000 м над уровнем моря должна быть увеличена по сравнению с нормированной в табл. 1.9.1:

- от 1000 до 2000 м - на 5 %;
- от 2000 до 3000 м - на 10 %;
- от 3000 до 4000 м - на 15 %.

1.9.11. Изоляционные расстояния по воздуху от токоведущих до заземленных частей опор должны соответствовать требованиям гл. 2.5.

1.9.12. Количество подвесных тарельчатых изоляторов в поддерживающих гирляндах и в последовательной цепи гирлянд специальной конструкции (V-образных, Λ -образных,  -образных,  -образных и др., составленных из изоляторов одного типа) для ВЛ на металлических и железобетонных опорах должно определяться по формуле

$$m = \frac{L}{L_{\text{и}}},$$

где $L_{\text{и}}$ - длина пути утечки одного изолятора по стандарту или техническим условиям на изолятор конкретного типа, см. Если расчет m не дает целого числа, то выбирают следующее целое число.

1.9.13. На ВЛ напряжением 6-20 кВ с металлическими и железобетонными опорами количество подвесных тарельчатых изоляторов в поддерживающих и натяжных гирляндах должно определяться по 1.9.12 и независимо от материала опор должно составлять не менее двух.

На ВЛ напряжением 35-110 кВ с металлическими, железобетонными и деревянными опорами с заземленными креплениями гирлянд количество тарельчатых изоляторов в натяжных гирляндах всех типов в районах с 1-2-й СЗ следует увеличивать на один изолятор в каждой гирлянде по сравнению с количеством, полученным по 1.9.12.

На ВЛ напряжением 150-750 кВ на металлических и железобетонных опорах количество тарельчатых изоляторов в натяжных гирляндах должно определяться по 1.9.12.

1.9.14. На ВЛ напряжением 35-220 кВ с деревянными опорами в районах с 1-2-й СЗ количество подвесных тарельчатых изоляторов из стекла или фарфора допускается принимать на 1 меньше, чем для ВЛ на металлических или железобетонных опорах.

На ВЛ напряжением 6-20 кВ с деревянными опорами или деревянными траверсами на металлических и железобетонных опорах в районах с 1-2-й СЗ удельная эффективная длина пути утечки изоляторов должна быть не менее 1,5 см/кВ.

1.9.15. В гирляндах опор больших переходов должно предусматриваться по одному дополнительному тарельчатому изолятору из стекла или фарфора на каждые 10 м превышения высоты опоры сверх 50 м по отношению к количеству изоляторов нормального исполнения, определенному для одноцепных гирлянд при $\lambda_0 = 1,9$ см/кВ для ВЛ напряжением 6-35 кВ и $\lambda_0 = 1,4$ см/кВ для ВЛ напряжением 110-750 кВ. При этом количество изоляторов в гирляндах этих опор должно быть не менее требуемого по условиям загрязнения в районе перехода.

1.9.16. В гирляндах тарельчатых изоляторов из стекла или фарфора, подвешенных на высоте более 100 м, должны предусматриваться сверх определенного в соответствии с 1.9.12 и 1.9.15 два дополнительных изолятора.

1.9.17. Выбор изоляции ВЛ с изолированными проводами должен производиться в соответствии с 1.9.10-1.9.16.

Внешняя стеклянная и фарфоровая изоляция электрооборудования и ОРУ

1.9.18. Удельная эффективная длина пути утечки внешней фарфоровой изоляции электрооборудования и изоляторов ОРУ напряжением 6-750 кВ, а также наружной части вводов ЗРУ в зависимости от СЗ и номинального напряжения (на высоте до 1000 м над уровнем моря) должна приниматься по табл. 1.9.1.

Удельная эффективная длина пути утечки внешней изоляции электрооборудования и изоляторов ОРУ напряжением 6-220 кВ, расположенных на высоте более 1000 м, должна приниматься: на высоте до 2000 м - по табл. 1.9.1, а на высоте от 2000 до 3000 м - на одну степень загрязнения выше по сравнению с нормированной.

1.9.19. При выборе изоляции ОРУ изоляционные расстояния по воздуху от токоведущих частей ОРУ до заземленных конструкций должны соответствовать требованиям гл. 4.2.

1.9.20. В натяжных и поддерживающих гирляндах ОРУ число тарельчатых изоляторов следует определять по 1.9.12-1.9.13 с добавлением в каждую цепь гирлянды напряжением 110-150 кВ - одного, 220-330 кВ - двух, 500 кВ - трех, 750 кВ - четырех изоляторов.

1.9.21. При отсутствии электрооборудования, удовлетворяющего требованиям табл. 1.9.1 для районов с 3-4-й СЗ, необходимо применять оборудование, изоляторы и вводы на более высокие номинальные напряжения с изоляцией, удовлетворяющей табл. 1.9.1.

1.9.22. В районах с условиями загрязнения, превышающими 4-ю СЗ, как правило, следует предусматривать сооружение ЗРУ.

1.9.23. ОРУ напряжением 500-750 кВ и, как правило, ОРУ напряжением 110-330 кВ с большим количеством присоединений не должны располагаться в зонах с 3-4-й СЗ.

1.9.24. Удельная эффективная длина пути утечки внешней изоляции электрооборудования и изоляторов в ЗРУ напряжением 110 кВ и выше должна быть не менее 1,2 см/кВ в районах с 1-й СЗ и не менее 1,5 см/кВ в районах с 2-4-й СЗ.

1.9.25. В районах с 1-3-й СЗ должны применяться КРУН и КТП с изоляцией по табл. 1.9.1. В районах с 4-й СЗ допускается применение только КРУН и КТП с изоляторами специального исполнения.

1.9.26. Изоляторы гибких и жестких наружных открытых токопроводов должны выбираться с удельной эффективной длиной пути утечки по табл. 1.9.1: $\lambda_0 = 1,9$ см/кВ на номинальное напряжение 20 кВ для токопроводов 10 кВ в районах с 1-3-й СЗ; $\lambda_0 = 3,0$ см/кВ на номинальное напряжение 20 кВ для токопроводов 10 кВ в районах с 4-й СЗ; $\lambda_0 = 2,0$ см/кВ на номинальное напряжение 35 кВ для токопроводов 13,8-24 кВ в районах с 1-4-й СЗ.

Выбор изоляции по разрядным характеристикам

1.9.27. Гирлянды ВЛ напряжением 6-750 кВ, внешняя изоляция электрооборудования и изоляторы ОРУ напряжением 6-750 кВ должны иметь 50%-ные разрядные напряжения промышленной частоты в загрязненном и увлажненном состоянии не ниже значений, приведенных в табл. 1.9.2.

Удельная поверхностная проводимость слоя загрязнения должна приниматься (не менее): для 1-й СЗ - 5 мкСм, 2-й СЗ - 10 мкСм, 3-й СЗ - 20 мкСм, 4-й СЗ - 30 мкСм.

Таблица 1.9.2

50%-ные разрядные напряжения гирлянд ВЛ 6-750 кВ, внешней изоляции электрооборудования и изоляторов ОРУ 6-750 кВ в загрязненном

и увлажненном состоянии

Номинальное напряжение электроустановки, кВ	50%-ные разрядные напряжения, кВ (действующие значения)
6	8
10	13
35	42
110	110
150	150
220	220
330	315
500	460
750	685

Определение степени загрязнения

1.9.28. В районах, не попадающих в зону влияния промышленных источников загрязнения (леса, тундра, лесотундра, луга), может применяться изоляция с меньшей удельной эффективной длиной пути утечки, чем нормированная в табл. 1.9.1 для 1-й СЗ.

1.9.29. К районам с 1-й СЗ относятся территории, не попадающие в зону влияния источников промышленных и природных загрязнений (болота, высокогорные районы, районы со слабозасоленными почвами, сельскохозяйственные районы).

1.9.30. В промышленных районах при наличии обосновывающих данных может применяться изоляция с большей удельной эффективной длиной пути утечки, чем нормированная в табл. 1.9.1 для 4-й СЗ.

1.9.31. Степень загрязнения вблизи промышленных предприятий должна определяться по табл. 1.9.3-1.9.12 в зависимости от вида и расчетного объема выпускаемой продукции и расстояния до источника загрязнений.

Расчетный объем продукции, выпускаемой промышленным предприятием, определяется суммированием всех видов продукции. СЗ в зоне уносов действующего или сооружаемого предприятия должна определяться по наибольшему годовому объему продукции с учетом перспективного плана развития предприятия (не более чем на 10 лет вперед).

1.9.32. Степень загрязнения вблизи ТЭС и промышленных котельных должна определяться по табл. 1.9.13 в зависимости от вида топлива, мощности станции и высоты дымовых труб.

1.9.33. При отсчете расстояний по табл. 1.9.3-1.9.13 границей источника загрязнения является кривая, огибающая все места выбросов в атмосферу на данном предприятии (ТЭС).

1.9.34. В случае превышения объема выпускаемой продукции и мощности ТЭС, по сравнению с указанными в табл. 1.9.3-1.9.13, следует увеличивать СЗ не менее чем на одну ступень.

1.9.35. Объем выпускаемой продукции при наличии на одном предприятии нескольких источников загрязнения (цехов) должен определяться суммированием объемов продукции отдельных цехов. Если источник выброса загрязняющих веществ отдельных производств (цехов) отстоит от других источников выброса предприятия больше чем на 1000 м, годовой объем продукции должен определяться для этих производств и остальной части предприятия отдельно. В этом случае расчетная СЗ должна определяться согласно 1.9.43.

1.9.36. Если на одном промышленном предприятии выпускается продукция нескольких отраслей (или подотраслей) промышленности, указанных в табл. 1.9.3-1.9.12, то СЗ следует определять согласно 1.9.43.

1.9.37. Границы зоны с данной СЗ следует корректировать с учетом розы ветров по формуле

$$S = S_0 \frac{W}{W_0},$$

где S - расстояние от границы источника загрязнения до границы района с данной СЗ, скорректированное с учетом розы ветров, м;

S_0 - нормированное расстояние от границы источника загрязнения до границы района с данной СЗ при круговой розе ветров, м;

W — среднегодовая повторяемость ветров рассматриваемого румба, %;

W_0 — повторяемость ветров одного румба при круговой розе ветров, %.

Значения S/S_0 должны ограничиваться пределами $0,5 \leq S/S_0 \leq 2$.

1.9.38. Степень загрязнения вблизи отвалов пылящих материалов, складских зданий и сооружений, канализационно-очистных сооружений следует определять по табл. 1.9.14.

1.9.39. Степень загрязнения вблизи автодорог с интенсивным использованием в зимнее время химических противогололедных средств следует определять по табл. 1.9.15.

1.9.40. Степень загрязнения в прибрежной зоне морей, соленых озер и водоемов должна определяться по табл. 1.9.16 в зависимости от солености воды и расстояния до береговой линии. Расчетная соленость воды определяется по гидрологическим картам как максимальное значение солености поверхностного слоя воды в зоне до 10 км вглубь акватории. Степень загрязнения над поверхностью засоленных водоемов следует принимать на одну ступень выше, чем в табл. 1.9.16 для зоны до 0,1 км.

1.9.41. В районах, подверженных ветрам со скоростью более 30 м/с со стороны моря (периодичностью не реже одного раза в 10 лет), расстояния от береговой линии, приведенные в табл. 1.9.16, следует увеличить в 3 раза.

Для водоемов площадью 1000-10000 м² СЗ допускается снижать на одну ступень по сравнению с данными табл. 1.9.16.

1.9.42. Степень загрязнения вблизи градиен или брызгальных бассейнов должна определяться по табл. 1.9.17 при удельной проводимости циркуляционной воды менее 1000 мкСм/см и по табл. 1.9.18 при удельной проводимости от 1000 до 3000 мкСм/см.

1.9.43. Расчетную СЗ в зоне наложения загрязнений от двух независимых источников, определенную с учетом розы ветров по 1.9.37, следует определять по табл. 1.9.19 независимо от вида промышленного или природного загрязнения.

Таблица 1.9.3

СЗ вблизи химических предприятий и производств

Расчетный объем выпускаемой продукции, тыс. т/год	СЗ при расстоянии от источника загрязнения, м							
	до 500	от 500 до 1000	от 1000 до 1500	от 1500 до 2000	от 2000 до 2500	от 2500 до 3000	от 3000 до 5000	от 5000
До 10	1	1	1	1	1	1	1	1
От 10 до 500	2	1	1	1	1	1	1	1
От 500 до 1500	3	2	1	1	1	1	1	1
От 1500 до 2500	3	3	2	1	1	1	1	1
От 2500 до 3500	4	3	3	2	2	1	1	1
От 3500 до 5000	4	4	3	3	3	2	2	1

Таблица 1.9.4

СЗ вблизи нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий и производств

Подотрасль	Расчетный объем выпускаемой продукции, тыс. т/год	СЗ при расстоянии от источника загрязнения, м					
		до 500	от 500 до 1000	от 1000 до 1500	от 1500 до 2000	от 2000 до 3500	от 3500
Нефтеперерабатывающие заводы	До 1000	1	1	1	1	1	1
	От 1000 до 5000	2	1	1	1	1	1
	От 5000 до 9000	3	2	1	1	1	1
	От 9000 до 18000	3	3	2	1	1	1
Нефтехимические заводы и комбинаты	До 5000	3	2	1	1	1	1
	От 5000 до 10000	3	3	2	1	1	1
	От 10000 до 15000	4	3	3	2	1	1
	От 15000 до 20000	4	4	3	3	2	1

Заводы синтетического каучука	До 50	1	1	1	1	1	1
	От 50 до 150	2	1	1	1	1	1
	От 150 до 500	3	2	1	1	1	1
	От 500 до 1000	3	3	2	1	1	1
Заводы резинотехнических изделий	До 100	1	1	1	1	1	1
	От 100 до 300	2	1	1	1	1	1

Таблица 1.9.5

СЗ вблизи предприятий по производству газов и переработке нефтяного газа

Подотрасль	Расчетный объем выпускаемой продукции	СЗ при расстоянии от источника загрязнения, м		
		до 500	от 500 до 1000	от 1000
Производство газов	Независимо от объема	2	1	1
Переработка нефтяного газа	Независимо от объема	3	2	1

Таблица 1.9.6

СЗ вблизи предприятий по производству целлюлозы и бумаги

Подотрасль	Расчетный объем выпускаемой продукции, тыс. т/год	СЗ при расстоянии от источника загрязнения, м			
		до 500	от 500 до 1000	от 1000 до 1500	от 1500
Производство целлюлозы и полуцеллюлозы	До 75	1	1	1	1
	От 75 до 150	2	1	1	1
	От 150 до 500	3	2	1	1
	От 500 до 1000	4	3	2	1
Производство бумаги	Независимо от объема	1	1	1	1

Таблица 1.9.7

СЗ вблизи предприятий и производств черной металлургии

Подотрасль	Расчетный объем выпускаемой продукции, тыс. т/год	СЗ при расстоянии от источника загрязнения, м					
		до 500	от 500 до 1000	от 1000 до 1500	от 1500 до 2000	от 2000 до 2500	от 2500
Выплавка чугуна и стали	До 1500	2	1	1	1	1	1
	От 1500 до 7500	2	2	2	1	1	1
	От 7500 до 12000	3	2	2	2	1	1
Горнообогатительные комбинаты	До 2000	1	1	1	1	1	1
	От 2000 до 5500	2	1	1	1	1	1
	От 5500 до 10000	3	2	1	1	1	1
	От 10000 до 13000	3	3	2	1	1	1
Коксохимпроизводство	До 5000	2	2	2	2	2	1
	От 5000 до 12000	3	2	2	2	2	1
Ферросплавы	До 500	1	1	1	1	1	1
	От 500 до 700	2	2	1	1	1	1
	От 700 до 1000	3	3	2	1	1	1

Производство магнезиальных изделий	Независимо от объема	от 3	2	2	2	1	1
Прокат и обработка чугуна и стали	Независимо от объема	от 2	1	1	1	1	1

Таблица 1.9.8

СЗ вблизи предприятий и производств цветной металлургии

Подотрасль	Расчетный объем выпускаемой продукции, тыс. т/год	СЗ при расстоянии от источника загрязнения, м						
		до 500	от 500 до 1000	от 1000 до 1500	от 1500 до 2000	от 2000 до 2500	от 2500 до 3500	от 3500
Производство алюминия	До 100	1	1	1	1	1	1	1
	От 100 до 500	2	2	1	1	1	1	1
	От 500 до 1000	3	3	2	2	1	1	1
	От 1000 до 2000	3	3	3	2	2	1	1
Производство никеля	От 1 до 5	1	1	1	1	1	1	1
	От 5 до 25	2	2	1	1	1	1	1
	От 25 до 1000	3	2	2	1	1	1	1
Производство редких металлов	Независимо от объема	4	4	3	3	2	2	1
Производство цинка	Независимо от объема	3	2	1	1	1	1	1
Производство и обработка цветных металлов	Независимо от объема	2	1	1	1	1	1	1

Таблица 1.9.9

СЗ вблизи предприятий по производству строительных материалов

Подотрасль	Расчетный объем выпускаемой продукции, тыс. т/год	СЗ при расстоянии от источника загрязнения, м						
		до 250	от 250 до 500	от 500 до 1000	от 1000 до 1500	от 1500 до 2000	от 2000 до 3000	от 3000
Производство цемента	До 100	1	1	1	1	1	1	1
	От 100 до 500	2	2	1	1	1	1	1
	От 500 до 1500	3	3	2	1	1	1	1
	От 1500 до 2500	3	3	3	2	1	1	1
	От 2500 до 3500	4	4	3	3	2	1	1
	От 3500	4	4	4	3	3	2	1
Производство асбеста и др.	Независимо от объема	3	2	1	1	1	1	1
Производство бетонных изделий и др.	Независимо от объема	2	1	1	1	1	1	1

Таблица 1.9.10

СЗ вблизи машиностроительных предприятий и производств

Расчетный объем выпускаемой продукции	СЗ при расстоянии от источника загрязнения, м	
	до 500	от 500
Независимо от объема	2	1

Таблица 1.9.11

СЗ вблизи предприятий легкой промышленности

Подотрасль	Расчетный объем выпускаемой продукции	СЗ при расстоянии от источника загрязнения, м		
		до 250	от 250 до 500	от 500
Обработка тканей	Независимо от объема	3	2	1
Производство искусственных кож и пленочных материалов	Независимо от объема	2	1	1

Таблица 1.9.12

СЗ вблизи предприятий по добыче руд и нерудных ископаемых

Подотрасль	Расчетный объем выпускаемой продукции	СЗ при расстоянии от источника загрязнения, м		
		до 250	от 250 до 500	от 500
Железная руда и др.	Независимо от объема	2	1	1
Уголь*	Независимо от объема	3	2	1

* Распространяется на определение СЗ вблизи терриконов.

Таблица 1.9.13

СЗ вблизи ТЭС и промышленных котельных

Вид топлива	Мощность, МВт	Высота дымовых труб, м	СЗ при расстоянии от источника загрязнения, м					
			до 250	от 250 до 500	от 500 до 1000	от 1000 до 1500	от 1500 до 3000	от 3000
ТЭС и котельные на углях при зольности менее 30 %, мазуте, газе	Независимо от мощности	Любая	1	1	1	1	1	1
ТЭС и котельные на углях при зольности более 30 %	До 1000	Любая	1	1	1	1	1	1
	От 1000 до 4000	До 180	2	2	2	1	1	1
		От 180	2	2	1	1	1	1
ТЭС и котельные на сланцах	До 500	Любая	3	2	2	2	1	1
	От 500 до 2000	До 180	4	3	2	2	2	1
		От 180	3	3	2	2	2	1

Таблица 1.9.14

СЗ вблизи отвалов пылящих материалов, складских зданий и сооружений, канализационно-очистных сооружений

(золоотвалы, солеотвалы, шлакоотвалы, крупные промышленные свалки, предприятия по сжиганию мусора, склады и элеваторы пылящих материалов, склады для хранения минеральных удобрений и ядохимикатов, гидрошахты и обогатительные фабрики, станции аэрации и другие канализационно-очистные сооружения)

СЗ при расстоянии от источника загрязнения, м		
до 200	от 200 до 600	от 600
3	2	1

Таблица 1.9.15

СЗ вблизи автодорог с интенсивным использованием в зимнее время химических противогололедных средств

СЗ при расстоянии от автодорог, м		
до 25	от 25 до 100	от 100
3	2	1

Таблица 1.9.16

СЗ в прибрежной зоне морей и озер площадью более 10000 м²

Тип водоема	Расчетная соленость воды, г/л	Расстояние от береговой линии, км	СЗ
Незасоленный	До 2	До 0,1	1

Слабозасоленный	От 2 до 10	До 0,1	2
		От 0,1 до 1,0	1
Среднезасоленный	От 10 до 20	До 0,1	3
		От 0,1 до 1,0	2
		От 1,0 до 5,0	1
Сильнозасоленный	От 20 до 40	До 1,0	3
		От 1,0 до 5,0	2
		От 5,0 до 10,0	1

Таблица 1.9.17

СЗ вблизи градилен и брызгальных бассейнов с удельной проводимостью циркуляционной воды менее 1000 мкСм/см

СЗ района	Расстояние от градилен (брызгального бассейна), м	
	до 150	от 150
1	2	1
2	3	2
3	4	3
4	4	4

Таблица 1.9.18

СЗ вблизи градилен и брызгальных бассейнов с удельной проводимостью циркуляционной воды от 1000 до 3000 мкСм/см

СЗ района	Расстояние от градилен (брызгального бассейна), м		
	до 150	от 150 до 600	от 600
1	3	2	1
2	4	3	2
3	4	4	3
4	4	4	4

Таблица 1.9.19

Расчетная СЗ при наложении загрязнений от двух независимых источников

СЗ от первого источника	Расчетная СЗ при степени загрязнения от второго источника		
	2	3	4
2	2	3	4
3	3	4	4
4	4	4	4

Коэффициенты использования основных типов изоляторов и изоляционных конструкций (стеклянных и фарфоровых)

1.9.44. Коэффициенты использования k изоляционных конструкций, составленных из однотипных изоляторов, следует определять как

$$k = k_n \cdot k_k,$$

где k_n - коэффициент использования изолятора;
 k_k - коэффициент использования составной конструкции с параллельными или последовательно-параллельными ветвями.

1.9.45. Коэффициенты использования k_n подвесных тарельчатых изоляторов по ГОСТ 27661 со слабо развитой нижней поверхностью изоляционной детали следует определять по табл. 1.9.20 в зависимости от отношения длины пути утечки изолятора L_n к диаметру его тарелки D .

1.9.46. Коэффициенты использования k_n подвесных тарельчатых изоляторов специального исполнения с сильно развитой поверхностью следует определять по табл. 1.9.21.

1.9.47. Коэффициенты использования k_n штыревых изоляторов (линейных, опорных) со слабо развитой поверхностью должны приниматься равными 1,0, с сильно развитой поверхностью - 1,1.

1.9.48. Коэффициенты использования k_n внешней изоляции электрооборудования наружной установки, выполненной в виде одиночных изоляционных конструкций, в том числе опорных изоляторов наружной установки на номинальное напряжение до 110 кВ, а также подвесных изоляторов стержневого типа на номинальное напряжение 110 кВ, следует определять по табл. 1.9.22 в зависимости от отношения длины пути утечки изолятора или изоляционной конструкции L_n к длине их изоляционной части h .

1.9.49. Коэффициенты использования k_k одноцепных гирлянд и одиночных опорных колонок, составленных из однотипных изоляторов, следует принимать равными 1,0.

1.9.50. Коэффициенты использования k_k составных конструкций с параллельными ветвями (без перемычек), составленных из однотипных элементов (двухцепных и многоцепных поддерживающих и натяжных гирлянд, двух- и многостоечных колонок), следует определять по табл. 1.9.23.

1.9.51. Коэффициенты использования k_k Λ -образных и V-образных гирлянд с одноцепными ветвями следует принимать равными 1,0.

1.9.52. Коэффициенты использования k_k составных конструкций с последовательно-параллельными ветвями, составленных из изоляторов одного типа (гирлянд типа Υ или Λ , опорных колонок с различным числом параллельных ветвей по высоте, а также подстанционных аппаратов с растяжками), следует принимать равными 1,1.

1.9.53. Коэффициенты использования k_n одноцепных гирлянд и одиночных опорных колонок, составленных из разнотипных изоляторов с коэффициентами использования k_{n1} и k_{n2} , должны определяться по формуле

$$k = \frac{L_1 + L_2}{\frac{L_1}{k_{n1}} + \frac{L_2}{k_{n2}}},$$

где L_1 и L_2 - длина пути утечки участков конструкции из изоляторов соответствующего типа. Аналогичным образом должна определяться величина k_n для конструкций указанного вида при числе разных типов изоляторов, большем двух.

Таблица 1.9.20

Коэффициенты использования k_n подвесных тарельчатых изоляторов со слабо развитой нижней поверхностью изоляционной детали

L_n/D	k_n
От 0,90 до 1,05 включительно	1,00
От 1,05 до 1,10 включительно	1,05
От 1,10 до 1,20 включительно	1,10
От 1,20 до 1,30 включительно	1,15
От 1,30 до 1,40 включительно	1,20

Таблица 1.9.21

Коэффициенты использования k_n подвесных тарельчатых изоляторов специального исполнения

Конфигурация изолятора	k_n
------------------------	-------

Двукрылая	1,20
С увеличенным вылетом ребра на нижней поверхности	1,25
Аэродинамического профиля (конусная, полусферическая)	1,0
Колоколообразная с гладкой внутренней и ребристой наружной поверхностями	1,15

Таблица 1.9.22

**Коэффициенты использования одиночных
изоляционных колонок, опорных и подвесных стержневых изоляторов**

L_w/h	менее 2,5	2,5-3,00	3,01-3,30	3,31-3,50	3,51-3,71	3,71-4,00
k_k	1,0	1,10	1,15	1,20	1,25	1,30

Таблица 1.9.23

**Коэффициенты использования k_k составных конструкций с электрически
параллельными ветвями (без перемычек)**

Количество параллельных ветвей	1	2	3-5
k_k	1,0	1,05	1,10

1.9.54. Конфигурация подвесных изоляторов для районов с различными видами загрязнений должна выбираться по табл. 1.9.24.

Таблица 1.9.24

**Рекомендуемые области применения подвесных
изоляторов различной конфигурации**

Конфигурация изолятора	Характеристика районов загрязнения
Тарельчатый с ребристой нижней поверхностью ($L_w/D \leq 1,4$)	Районы с 1-2-й СЗ при любых видах загрязнения
Тарельчатый гладкий, полусферический, тарельчатый гладкий конусный	Районы с 1-2-й СЗ при любых видах загрязнения, районы с засоленными почвами и с промышленными загрязнениями не выше 3-й СЗ
Тарельчатый фарфоровый	Районы с 4-й СЗ вблизи цементных и сланцевоперерабатывающих предприятий, предприятий черной металлургии, предприятий по производству калийных удобрений, химических производств, выпускающих фосфаты, алюминиевых заводов при наличии цехов производства электродов (цехов анодной массы)
Стержневой фарфоровый нормального исполнения ($L_w/h \leq 2,5$)	Районы с 1-й СЗ, в том числе с труднодоступными трассами ВЛ
Тарельчатый двукрылый	Районы с засоленными почвами и с промышленными загрязнениями (2-4-я СЗ)
Тарельчатый с сильно выступающим ребром на нижней поверхности ($L_w/D > 1,4$)	Побережья морей и соленых озер (2-4-я СЗ)
Стержневой фарфоровый специального исполнения ($L_w/h > 2,5$)	Районы с 2-4-й СЗ при любых видах загрязнения; районы с труднодоступными трассами ВЛ (2-3-я СЗ)
Стержневой полимерный нормального исполнения	Районы с 1-2-й СЗ при любых видах загрязнения, в том числе районы с труднодоступными трассами ВЛ
Стержневой полимерный специального исполнения	Районы с 2-3-й СЗ при любых видах загрязнения, в том числе районы с труднодоступными трассами ВЛ

Примечание. D - диаметр тарельчатого изолятора, см; h - высота изоляционной части стержневого изолятора, см; $L_{\text{и}}$ - длина пути утечки, см.