

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего профессионального образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по выполнению практических работ
по дисциплине
«Электромонтаж, наладка и ремонт электрооборудования»

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и
электротехника Профиль подготовки: Электроснабжение
Квалификация выпускника бакалавр

Ставрополь, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	4
1	Лабораторная работа №1. Монтаж, наладка, приемо-сдаточные испытания и ремонт высоковольтных линий	3
2	Лабораторная работа №2 «Монтаж, наладка, приемо-сдаточные испытания и ремонт кабельных линий из сшитого полиэтилена»	47
3	Лабораторная работа №3 «Монтаж, наладка, приемо-сдаточные испытания и ремонт силовых трансформаторов»	77
	Лабораторная работа №4 «Монтаж, наладка, приемо-сдаточные испытания и ремонт высоковольтных вводов»	136
3	Лабораторная работа №5 «Монтаж, наладка, приемо-сдаточные испытания и ремонт коммутационных аппаратов»	169
6	Лабораторная работа №6 «Монтаж, наладка, приемо-сдаточные испытания и ремонт систем учета электроэнергии и ошиновки подстанций»	205
7	Лабораторная работа №7 «Монтаж, наладка, приемо-сдаточные испытания и ремонт изоляторов»	245
8	Лабораторная работа №8 «Монтаж, наладка, приемо-сдаточные испытания и ремонт комплектных распределительных устройств»	261
	Лабораторная работа №9 «Монтаж, наладка, приемо-сдаточные испытания и ремонт трансформаторов тока и трансформаторов напряжения»	
	Список используемой литературы	224
	Приложение А	226
	Приложение Б	228
	Приложение В	257

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с задачами широкого развития электроэнергетики ежегодно сооружается и вводится в действие большое количество мощных электростанций — тепловых, гидравлических, атомных и др. Одновременно в составе крупных энергосистем сооружаются новые высоковольтные линии электропередачи (ВЛ) и районные распределительные подстанции. Ускорение сроков и снижение стоимости сооружения энергетических объектов с обеспечением высокого качества работ и надежности в эксплуатации могут быть достигнуты только при условии использования новейших передовых методов производства работ, повышения уровня их индустриализации и механизации, а также рациональной организации труда и монтажа в целом. Большое значение имеет также всемерное повышение квалификации рабочего персонала монтажных предприятий. Ознакомлению с имеющимся опытом монтажа открытых распределительных устройств 110 — 220 кВ, являющихся одним из важнейших элементов на крупном энергетическом объекте, и посвящается настоящая книга. Стадия жизненного цикла изделия, на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается его качество называется эксплуатацией.

Цель освоения дисциплины заключается в формировании у бакалавров набора профессиональных компетенций (ПК-14 – ПК-17) по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и а также получение студентами необходимых знаний и навыков в сфере эксплуатации ЭЭС, в том числе диагностики и ремонта электрооборудования ЭЭС.

Задачи освоения дисциплины:

- систематизировать и уточнить понятийный аппарат в области эксплуатации, диагностики и ремонта электрооборудования ЭЭС;
- обучить правилам технической эксплуатации электрических сетей и электрооборудования подстанций, ознакомить с организацией обслуживания ТП, РУ, ЛЭП, КЛ и аппаратуры защиты и управления;
- сформировать у студентов теоретические и практические навыки по технологии ремонтных работ, принципам и методам эксплуатации основных элементов ЭЭС.

Для достижения данной цели решаются следующие задачи:

- ознакомление с теоретическими и методологическими основами проектирования СЭС ПП;
- формирование способности обоснования проектных решений.
- изучение методов оптимизационного анализа систем электроснабжения промышленных предприятий;
- формирование системных и профессиональных компетенций по проектированию систем электроснабжения промышленных предприятий;

- решение вопросов повышения энергоэффективности с учетом экологических требований;
- систематизация, углубление и расширение теоретических знаний и практических навыков.

Место дисциплины в структуре образовательной программы

В 6 семестре читаются лекции, на практических занятиях решаются задачи, необходимые для выполнения курсового проекта. После изучения дисциплины проводится экзамен.

Компетенции обучающегося, формируемые в результате выполнения практических работ.

Код	Формулировка:
ПК-5	Способен участвовать в организации процесса эксплуатации систем электроснабжения

В результате освоения дисциплины обучающийся должен:

Планируемые результаты обучения по дисциплине (модулю), характеризующие этапы формирования компетенций	Формируемые компетенции
Знать: способы организации электромонтажных, наладочных и ремонтных работ, технологии электромонтажных работ, основы измерения основных параметров электрических цепей и проверки исправности вновь смонтированного электрооборудования и цепей, основы пуско-наладочных работ и ремонтов электрооборудования.	ПК-5
Уметь: выбирать технологии электромонтажных работ, измерять основные параметры электрических цепей и проверять исправность вновь смонтированного электрооборудования и цепей, оценивать результаты пуско-наладочных работ и качество ремонтных работ.	ПК-5
Владеть: навыками организации электромонтажных, наладочных и ремонтных работ, технологиями электромонтажных работ, основами измерений различных параметров, основами пуско-наладочных работ и выбора стратегий выполнения ремонтных работ.	ПК-5

Интерактивная лабораторная работа – представляет собой один из прогрессивно развивающихся видов проведения лабораторных занятий, суть которого заключается в замене реального лабораторного исследования на математическое моделирование изучаемых физических процессов, но с элементами виртуального взаимодействия учащегося с лабораторным оборудованием.

В зависимости от используемой программной инструментальной среды можно создать хорошую иллюзию работы с реальными объектами.

В таком подходе есть положительный момент, позволяющий реализовать каждому обучаемому свои индивидуальные творческие способности.

Оппоненты усматривают в нем тот недостаток, что реальный объект изучения и все лабораторное оборудование недоступно учащемуся в прямом физическом контакте. Следовательно, нарушается одна из основных образовательных функций лабораторного практикума – приобретение навыков самостоятельной практической работы с реальным оборудованием.

Есть несколько возражений по этому вопросу: прямой физический контакт с объектом изучения важен преимущественно в тренажерах, где он объективно необходим для выработки координации движений при сложном ручном управлении (например, автомобиля). В большинстве других случаев прямой контакт практически ничего не дает в познании объекта. Изучаемые физические процессы (электрические, магнитные, тепловые гидродинамические и пр.), как правило, скрыты за внешней оболочкой объекта и недоступны для прямого восприятия через органы чувств человека, поэтому прямой контакт бесполезен.

Вся процессе непрекращающегося реформирования высшей школы знаниевая парадигма образования начала пересматриваться с позиций компетентностного подхода.

Уровень образованности сегодня определяется не только объёмом знаний и их энциклопедичностью. Он сосредоточен на способности находить решение в проблемных ситуациях различной сложности на основе накопленного багажа знаний и навыков.

Компетентностный подход не отрицает значения знаний, он акцентирует внимание на способности максимально использовать полученные знания и чётко ориентирован на практическую деятельность по предназначению. Поэтому важнейшим компонентом новой модели вузовского образования является как раз её ориентация на практическую деятельность, точнее – на способность выпускника применять знания, реализовывать собственные проекты.

Такой подход в педагогической науке и практике теперь называют компетентностным. При этом упор делается на овладение умениями анализа и синтеза, понимания и применения, принятия результативных решений, ведущих к разрешению проблемы.

Планируя организацию учебного процесса и методы реализации компетентностного подхода как основополагающего принципа обучения в высшей школе, следует всегда помнить, что человек запоминает 20% услышанного, 40% увиденного, 60% увиденного +услышанного, 80% увиденного +услышанного + сделанного своими руками.

В этой связи эффективная организация компетентностно ориентированного учебного процесса должна основываться на потребностях обучающихся получить наибольший доступ к практическим знаниям.

Как известно совместная групповая учебная деятельность – одна из наиболее эффективных форм приобретения и усвоения знаний. Её конкретная ориентация зависит от усилий преподавателя.

Лабораторные работы – это такой вид занятий, при котором обучающиеся под руководством преподавателя и по предварительно разработанному плану продельывают опыты или выполняют определённые исследования и в процессе их реализации осмысливают и закрепляют пройденный учебный материал.

Лабораторные занятия интегрируют теоретико-методологические знания, практические умения и навыки обучающихся в едином процессе деятельности учебно-исследовательского характера.

Лабораторные работы в учебном процессе интегрируют теоретико-методологические знания, практические умения и навыки обучающихся в едином процессе деятельности учебно-исследовательского характера.

На лабораторных работах осуществляется интеграция теоретико-методологических знаний с научными исследованиями и практическими умениями и навыками обучающихся в условиях той или иной степени близости к реальной профессиональной деятельности.

Такие навыки приобретаются на лабораторных работах и требуют дополнительной внеаудиторной подготовки к ним как обучающихся, так и преподавателя.

Цель лабораторной работы – практическое освоение обучающимися научно-теоретически положений изучаемой дисциплины, овладение ими техникой экспериментирования в соответствующей области научных знаний, инструментализация полученных знаний, т.е. превращение их в средство для решения учебно-исследовательских, а затем реальных экспериментальных и практических задач, иными словами – установление связи теории с практикой.

Учебно-методическое пособие содержит основные теоретические положения рассматриваемых явлений, описание методик и порядка выполнения виртуальных лабораторных работ. Для проверки усвоения учебного материала сформулированы контрольные вопросы к каждой лабораторной работе.

Виртуальная лабораторная работа №1
" МОНТАЖ, НАЛАДКА, ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ
И РЕМОНТ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЙ "

Цель и содержание работы

Целью работы является изучение условий монтажа, наладки и ремонта высоковольтной линии.

Теоретическое обоснование

Основные строительно-монтажные работы при сооружении ВЛ включают в себя:

- разбивку трассы ВЛ,
- рытье котлованов,
- монтаж фундаментов,
- сборку и установку опор,
- монтаж изоляторов,
- монтаж проводов,
- монтаж защитного заземления,
- установку оборудования (разрядников, разъединителей и т.д.),
- вывешивание плакатов,
- фазировку,
- нумерацию опор и др.

Разбивка трассы ВЛ

Разбивкой трассы ВЛ называют работы по определению направления линии и мест установки опор, выполняемые в соответствии с проектом.

Разбивка трассы линии проводится от начала линии до первого поворота и далее между точками изменения направления линии. Разбивка линии на прямых участках может производиться с помощью трех вех. Обычно применяют деревянные или пластиковые вехи длиной 3-4 м.

В начале линии или в точке изменения направления линии устанавливают вежу № 1. На выбранном направлении ставят вежу №2, так чтобы ее было видно со стороны вехи № 1. Около вехи № 1 забивают деревянный колышек (длиной 30-40 см и шириной 3-4 см), обозначающий место установки первой опоры. От вехи № 1 отмеривают расстояние, равное длине пролета. Точное положение второй опоры находят, устанавливая вежу № 3 в створе вех № 1 и № 2. Для этой цели вежу № 3 передвигают вправо или влево до тех пор, пока она при визировании от вехи № 1 не закроет вежу № 2. Место установки второй опоры также отмечают колышком, на котором записывают номер опоры. Таким же образом определяют место установки следующих опор. На рисунке 1 изображена Схема разбивки линии на прямых участках.

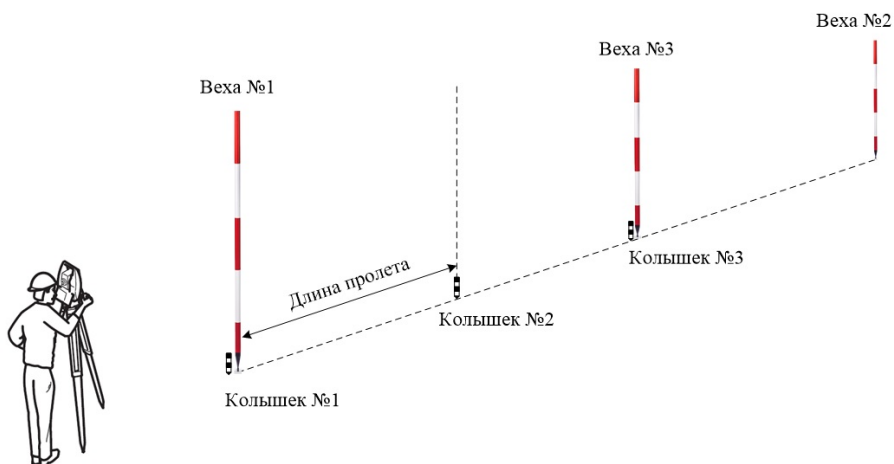


Рисунок 1 - Схема разбивки линии на прямых участках

После разбивки половины расстояния между вехами № 1 и № 2 перемещают веху № 1 на место предпоследнего кольшечка, не меняя положения вехи № 3, а веху № 2 передвигают вперед на расстояние ясной видимости, но не дальше, чем в точку поворота направления линии, и устанавливают ее в створе вех № 1 и № 3.

Если трасса проходит через возвышенность, используют дополнительную (четвертую) веху и место для установки столба находят следующим образом. На рисунке 2 изображена Схема разбивки линии на пересеченной местности.

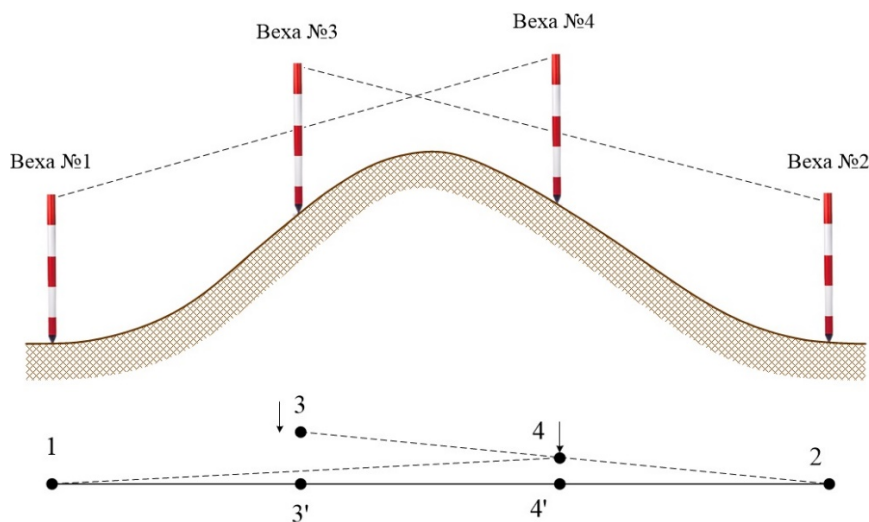


Рисунок 2 - Схема разбивки линии на пересеченной местности

Веху № 2 устанавливают за возвышенностью, у подножия холма. На возвышенное место, в точках, из которых видны одновременно обе вехи (№ 1 и № 2), устанавливают вехи № 3 и № 4. Веху № 4 перемещают до тех пор, пока она не окажется на прямой линии, соединяющей вехи № 3 и № 2. Затем веху № 3 перемещают до тех пор, пока она не окажется на прямой линии, соединяющей вехи № 1 и № 4. Последовательным визированием вехи № 3 на веху № 2 и вехи №4 на веху № 1 добиваются того, чтобы все четыре вехи

находились на одной линии. Далее разбивку линии между вехами № 1 и № 3, № 3 и № 4, № 4 и № 2 производят, как для прямых участков.

Трасса ВЛ должна быть проложена так, чтобы обеспечивались: требуемые расстояния от опор и проводов до различных наземных и подземных сооружений; нормальные условия движения транспорта и пешеходов; удобство эксплуатационного обслуживания и ремонта всех элементов линии. Воздушные линии должны размещаться так, чтобы опоры не загораживали входы в здания и въезды во дворы.

Рытье котлованов

Рытье котлованов под опоры ВЛ должно производиться механизированным способом. Котлованы цилиндрической формы под одностоечные опоры роют при помощи специальных автоямбуров и самоходных бурильно-крановых машин, а прямоугольные котлованы под анкерные опоры — одноковшовыми экскаваторами. На рисунке 3 изображена техника для рытья котлованов.



Рисунок 3 - Бурильно-крановые машины.

Рытье котлованов под опоры вручную может быть допущено при небольшом объеме земляных работ и в случае невозможности применения соответствующих механизмов вследствие стесненных условий на трассе ВЛ, возможности повреждения работающими механизмами близко расположенных объектов (подземных коммуникаций, наземных сооружений и т. п.) или опасности нанесения травм. На рисунке 4 изображено рытье прямоугольного котлована.



Рисунок 4 - Рытье прямоугольного котлована.

Работы по сооружению воздушных линий электропередач целесообразно организовать так, чтобы по мере готовности котлованов сразу

же в них устанавливались опоры. Совмещение работ по рытью котлованов и установке в них опор позволит минимальное время оставлять котлованы открытыми и таким образом избежать несчастных случаев с людьми и животными, а также осыпания стенок и скопления влаги на дне котлованов.

Глубина котлованов под опоры ВЛ должна соответствовать проекту и определяется в зависимости от характера грунта, конструкции и высоты опоры, общего сечения проводов линии, подвешиваемых на ней, а также от района гололедности

Установка опор воздушных линий

Установка (монтаж) опор является одним из наиболее важных и сложных этапов строительства воздушных линий электропередачи связанный с применением средств большой механизации электромонтажных работ.

Выбор способа установки опор зависит от конструкции опор и фундаментов, местных условий на трассе линии, а также парка механизмов и приспособлений которыми обладает строительно-монтажная организация. В настоящее время используют различные способы монтажа опор, которые можно объединить в 3 группы:

1. Монтаж опор «вывешиванием» их в вертикальное положение и установкой в котлован или на фундамент. Применяется для полностью собранных одностоечных опор сравнительно небольшой массы и высоты. Для установки данным способом чаще всего применяются бурокрановые машины и краны, иногда используют вертолеты. Монтаж опор вывешиванием является наиболее простым и часто используемым при сооружении ВЛ. На рисунке 5 изображена установка опор.

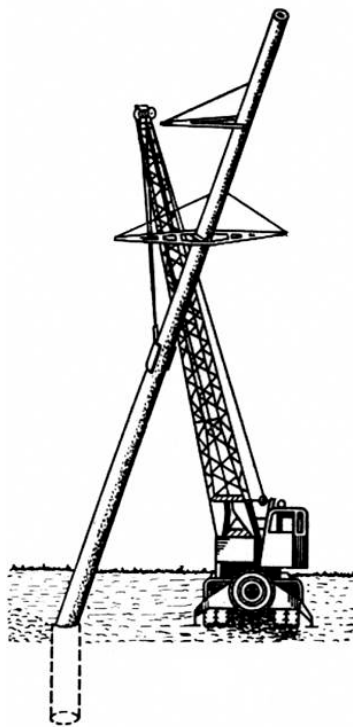


Рисунок 5 – Установка опор

При установке опор с помощью крановых механизмов, её в собранном виде укладывают над котлованом или фундаментом так, чтобы центр тяжести опоры находился над центом котлована. Затем опору поднимают

краном или БКМ до вертикального положения и опускают пасынками или стойками в котлован или на фундамент. Опору устанавливают так, чтобы оси траверс опоры были расположены перпендикулярно к оси трассы, проверяют, чтобы ось опоры была строго вертикальна и совпадала с осью трассы. Затем засыпают котлован грунтом или закрепляют опору на фундаменте. Котлованы засыпают слоями вынутого из них грунта толщиной 150-200 мм. Каждый слой тщательно утрамбовывают.

2. Установка опор поворотом из горизонтального положения в вертикальное применяется, если масса опоры больше грузоподъемности имеющегося крана, а высота подъема крюка от поверхности земли не достаточна, чтобы приподнять (вывесить) опору над фундаментом. Применяется данный способ для полностью собранных одностоечных и порталных опор ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения. Для установки данным способом применяют краны, трактора, монтажные (падающие) стрелы, иногда используют вертолеты. Иногда данным способом выполняют монтаж очень легких опор (деревянные опоры ВЛ до 1 кВ), которые могут устанавливаться вручную без применения средств механизации. На рисунке 5 изображена опора.

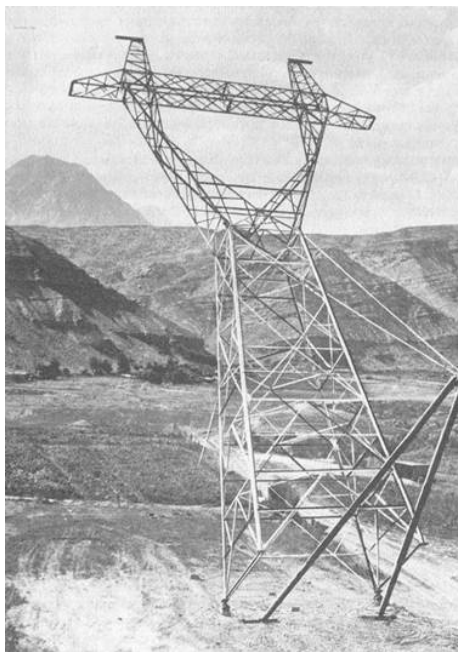


Рисунок 5 – Опора

Опора собирается в горизонтальном положении около фундамента таким образом, чтобы ее траверсы были расположены параллельно поверхности земли. Два подножника опоры соединяют с двумя элементами фундамента с помощью специальных монтажных шарниров поворотного типа. Далее опору поднимают в вертикальное положение, используя тяговые и тормозные механизмы, и закрепляют на фундаменте.

3. Монтаж опор вертикальным наращиванием. Применяется для переходных опор, очень большой высоты или при невозможности использования метода поворота. Для установки опор данным способом

применяют крановые механизмы, в том числе, ползучие краны, а также вертолеты.

Монтаж опор ВЛ наращиванием, совмещает два вида работ — сборку и установку опоры. При этом или всю опору собирают в вертикальном положении, или только верхнюю часть, а нижнюю часть (одну-две секции) собирают в горизонтальном положении и устанавливают на фундамент краном или монтажной (падающей) стрелой. На рисунке 6 изображена установка опоры.



Рисунок 6 – Установка опоры

Монтаж опор наращиванием позволяет:

- выполнять работы на небольшой площадке;
- применять сравнительно легкий такелаж, грузоподъемность которого в несколько раз меньше веса монтируемой опоры;
- не усиливать опору, обладающую недостаточной жесткостью для установки ее в сборке.

— Однако монтаж опор наращиванием имеет ряд серьезных недостатков:

- работы по монтажу опор наращиванием выполняются на высоте, на ограниченной по размерам монтажной площадке, что предъявляет высокие требования к обучению персонала и организации безопасного ведения работ;

— методом вертикального наращивания можно монтировать только свободностоящие опоры башенного типа. Опоры на оттяжках, опоры типа "Рюмка", порталные опоры этим методом монтировать нельзя;

— монтаж наращиванием обладает большей трудоемкостью и продолжительностью в сравнении с методом поворота;

— на безопасность работ по монтажу опор наращиванием влияют погодные условия, производство работ при ветре скоростью более 10 м/с, снегопаде или гололеде запрещено.

— В связи с этим, если размеры опоры, ее масса и местные условия позволяют, следует отдавать предпочтение установке опоры в собранном виде поворотом.

Установка опор бурокрановыми машинами

Для установки одностоечных деревянных и железобетонных опор до 10 кВ имеющих сравнительно небольшую массу и высоту применяют бурокрановые машины.



Рисунок 7 – установка опор бурокатной машиной.

Способ установки опоры бурокрановыми машинами является самым рациональным и экономичным, требующий минимального объема подготовительных работ, такелажа и механизмов.

Установка опор краном

Грузоподъемность крана должна соответствовать массе устанавливаемой опоры, а рабочий ход крюка крана и вылет стрелы – обеспечивать полный подъем опоры. Опору предварительно собирают и укладывают рядом с котлованом. Далее ее поднимают краном в вертикальное положение и устанавливают на фундамент или в котлован. В процессе закрепления опоры на анкерных болтах фундамента или засыпки котлована кран удерживает опору в вертикальном положении. После засыпки котлована не менее чем на $\frac{2}{3}$ или крепления опоры на анкерных болтах снимают стропы, кран освобождают и переводят для установки следующей опоры. На рисунке 8 изображена установка опоры краном.



Рисунок 8 – установка опоры с помощью крана

Краны обычно применяют для установки одностоечных опор напряжением до 220 кВ.

Установка опор краном и тракторами

Если масса опоры больше грузоподъемности имеющегося крана, а высота подъема крюка от поверхности земли недостаточна, чтобы приподнять (вывесить) опору над котлованом, опору устанавливают краном и тракторами. Расчетное усилие на крюке крана при подъеме опоры должно быть не более его грузоподъемности, а высота подъема крюка должна обеспечивать поворот опоры на угол не менее 30-45°.

Монтаж опор способом вертикального наращивания с помощью вертолётов

В настоящее время монтаж отдельных переходных опор наращиванием производится с помощью специальных вертолетов. Такие вертолеты обычно снабжены дополнительной кабиной, из которой второй пилот, имея достаточный обзор под вертолетом и сзади его, может управлять машиной и подъемом груза с помощью грузовой лебедки.

Монтаж опор с помощью вертолета происходит следующим образом. Нижняя секция опоры высотой обычно устанавливается на фундамент с помощью подъемного крана и закрепляется на нем. На верхнем торце смонтированных секций опоры временно закрепляются четыре изогнутых к вертикальной оси направляющих уголка. На площадке, расположенной поблизости от места монтажа опоры, производится укрупнительная сборка секций опоры. Вертолет поднимает собранную секцию и медленно, чтобы избежать ее раскачивания, переносит к монтируемой опоре. Зависнув над смонтированными секциями, вертолет опускает секцию на направляющие. На рисунке 9 изображен монтаж опор с помощью вертолёта.



Рисунок 9 - Монтаж опор наращиванием с помощью вертолета

Для предотвращения удара при опускании могут применяться деревянные подкладки. Посадку секции корректируют с земли, подавая по радиосвязи команды пилоту. После опускания секции на свое место и отцепления стропа от вертолета монтажники поднимаются на опору и производят монтаж деталей соединения секций, после этого переносят направляющие на верх смонтированной секции. Таким же образом монтируются следующие секции опоры.

Работа вертолетов разрешается только при ветре скоростью менее 6 м/с. Использование вертолетов на монтаже опор способом наращивания, требующее применения сложной и совершенной техники, тщательной подготовки, хорошей организации работ, дает возможность повысить производительность труда, позволяет укрупнительную сборку секций нескольких опор производить на одной площадке, расположенной вдали от фундаментов опоры.

Установка опор вручную

При небольшом объеме работ или при невозможности использования средств большой механизации стойки деревянных опор, имеющие малый вес, могут устанавливаться вручную. При этом используются багры, ухваты, расчалки и другие приспособления.

Раскатка проводов. Провод к месту раскатки подвозят в бухтах или барабанах. В зависимости от условий монтажа раскатку проводов проводят или с неподвижных раскаточных устройств, установленных в начале монтируемого участка ВЛ или с помощью специальных раскаточных тележек, транспортеров.

При первом способе барабаны с проводом устанавливают неподвижно на раскаточных устройствах. Раскатку провода производят с помощью тягового механизма (обычно трактор), движущегося вдоль трассы.

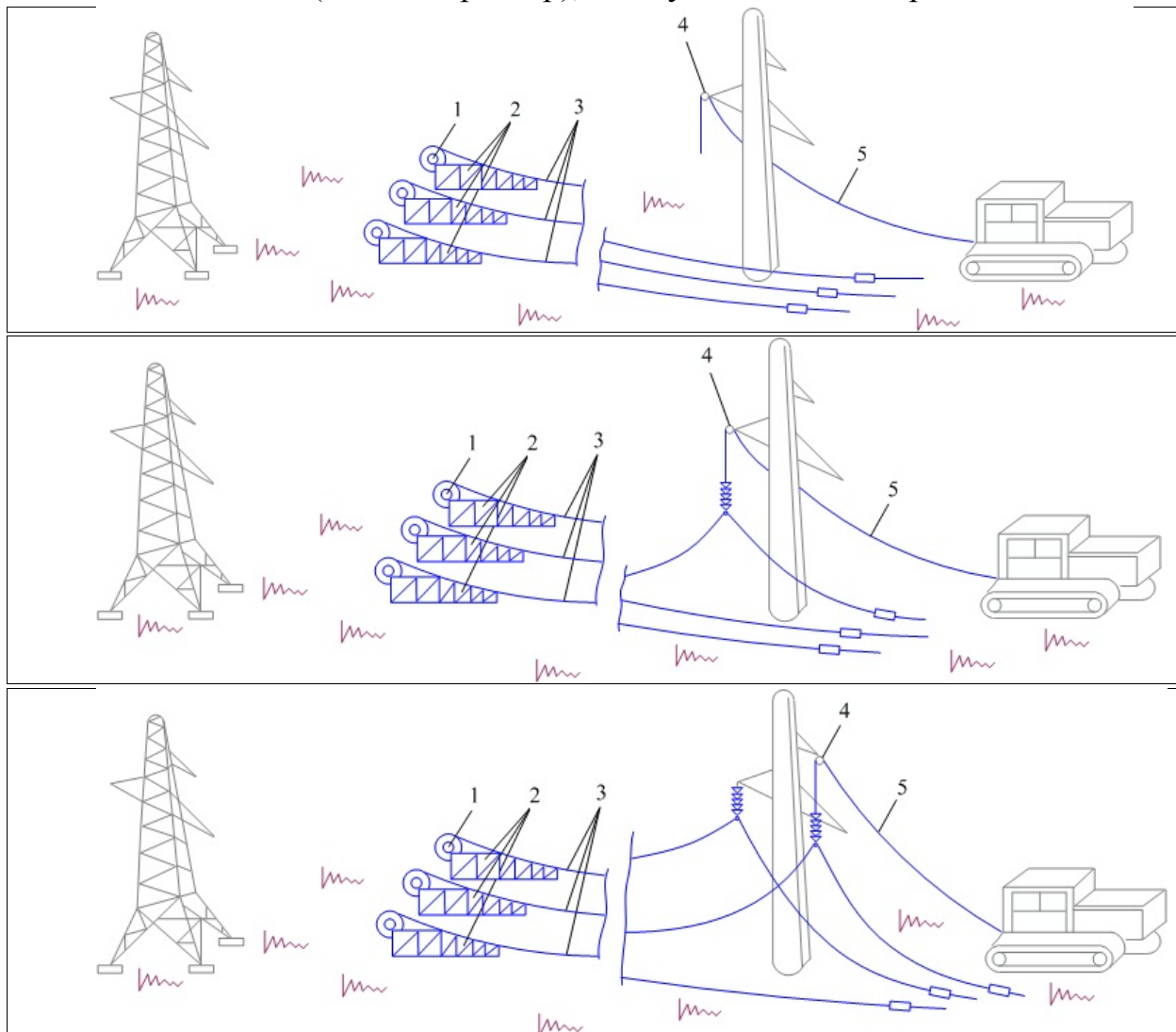


Рисунок. Схема раскатки проводов с неподвижных раскаточных устройств: 1 – барабан с проводом; 2 – раскаточный станок или козлы; 3 – провод; 4 – блок; 5 – такелажный трос; 6 – натяжная гирлянда.

После прохода за промежуточную опору на расстояние 40-60 м раскатку останавливают. Провода поднимают на опору и укладывают в монтажные ролики. Затем провода раскатывают к следующей опоре и т.д.

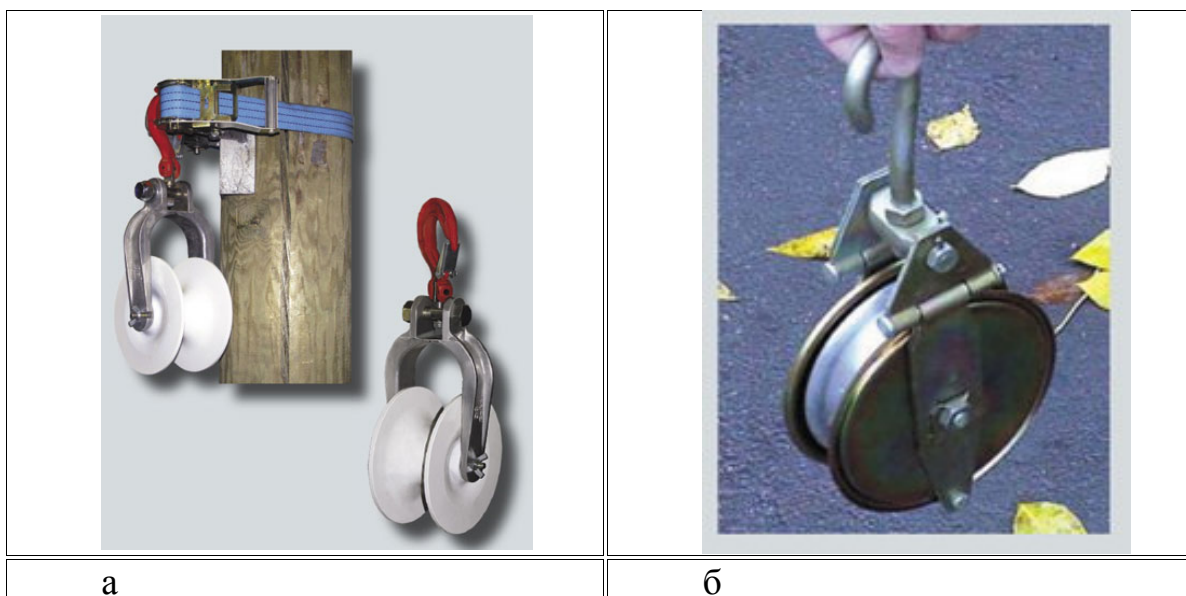
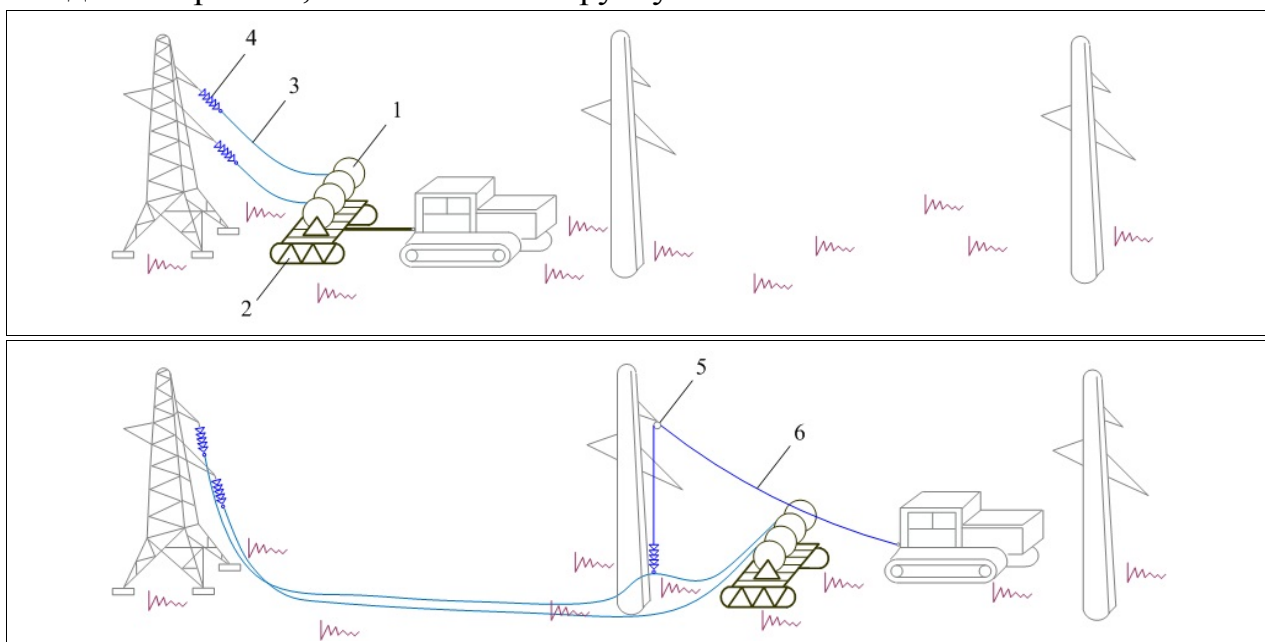


Рисунок. Монтажные ролики для раскатки проводов.

При данном способе, во время перемещения тягового механизма возможно касание провода земли (обычно это происходит в середине пролета), что может привести к его повреждению. Поэтому первый способ раскатки применяют при монтаже коротких линий, а также на участках где повреждение проводов при касании земли маловероятны (при хорошем снежном или травяном покрове).

При втором способе один конец провода закрепляется в начале трассы, а барабан устанавливают на тяговую размоточную машину. Тяговый механизм перемещает тележку с барабаном по трассе, и провод плавно сходит с барабана, не волочась по грунту.



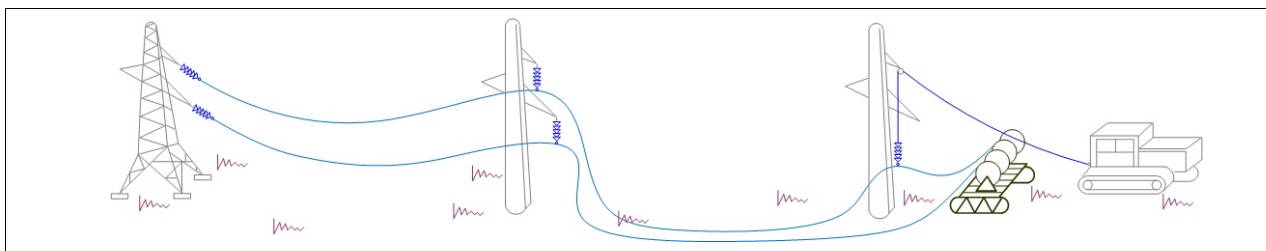


Рисунок. Схемы раскатки проводов с помощью специальных раскаточных тележек; 1 – барабан с проводом; 2 – раскаточный станок или козлы; 3 – провод; 4 – блок; 5 – такелажный трос; 6 – натяжная гирлянда; 7 – раскаточные сани.

Раскатывая провод, следят за тем, чтобы в нем не образовались петли. Одновременно его осматривают для выявления дефектов: обрывов отдельных жил, больших вмятин и т.д. Если длина раскатанного провода недостаточна, к нему присоединяют провод аналогичной марки, конструкции и сечения.

Кроме описанных методов, в последнее время у нас начинают применять метод раскатки проводов "под тяжением". При раскатке под тяжением, на опоры поднимают вспомогательный легкий канат (трос-лидер) и затем с его помощью раскатывают по роликам провода в натянутом состоянии, не опуская их на землю. Этим обеспечивается сохранность проводов. [\[Более подробно о данном методе написано в разделе "Практикум"\]](#)



а



б

Рисунок. Механизмы применяемые при раскатке проводов под тяжением.

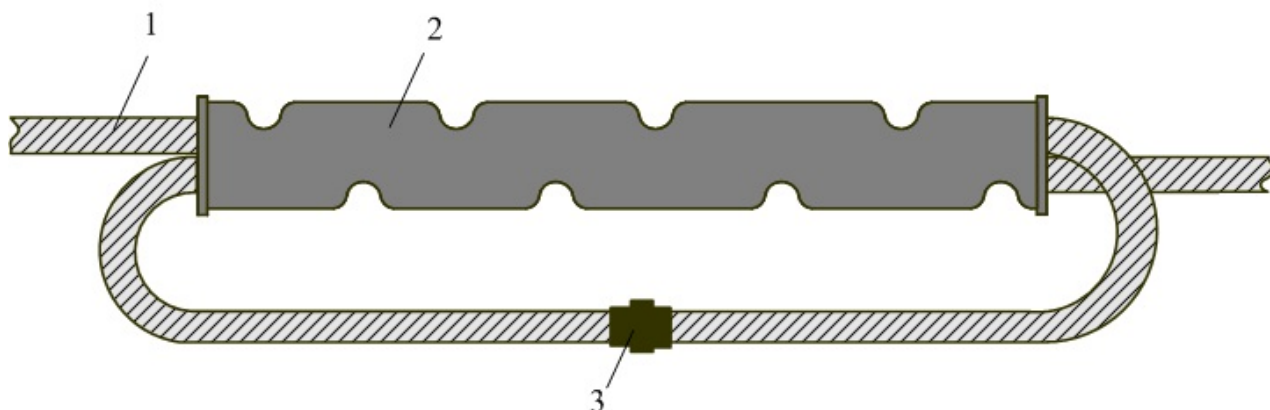
Читайте далее о соединении проводов воздушных линий!

Соединение проводов. Способ соединения проводов выбирают в зависимости от конструкции провода (одножильный, многожильный), требований, предъявляемых к механической прочности соединения, надежности электрического контакта, создаваемого в соединении, и т. д.

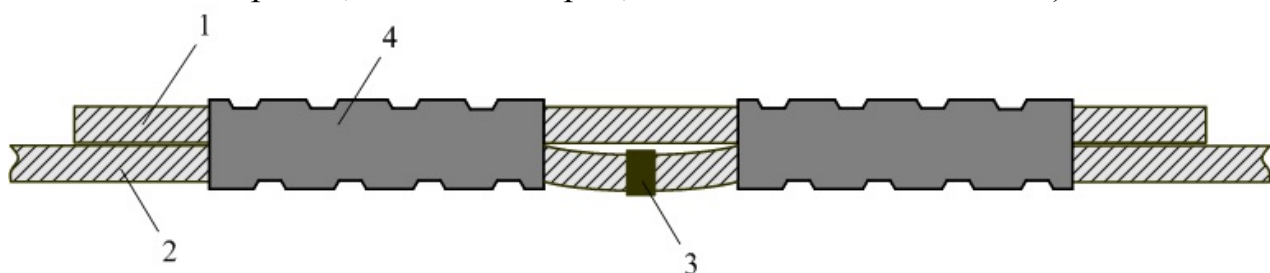
Соединение голых проводов производят следующими способами.

- Опрессовкой с помощью зажимов типа САС. [\[Более подробно о соединении проводов ВЛ методом опрессовки в зажимах типа САС написано в разделе "Практикум"\]](#)
- Скруткой в овальном соединителе типа СОАС.

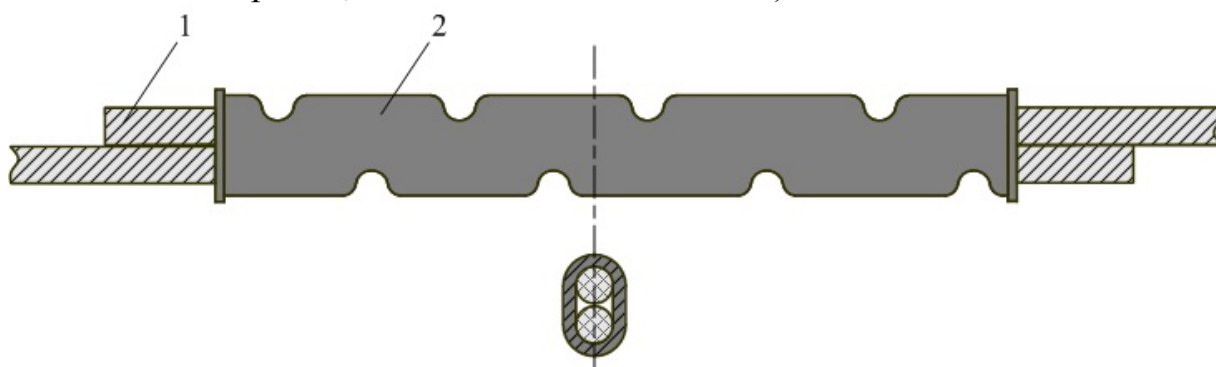
- Опрессовкой в овальном соединителе и сваркой в петле (1 - соединяемый провод; 2 - овальный соединитель; 3 - место сварки).



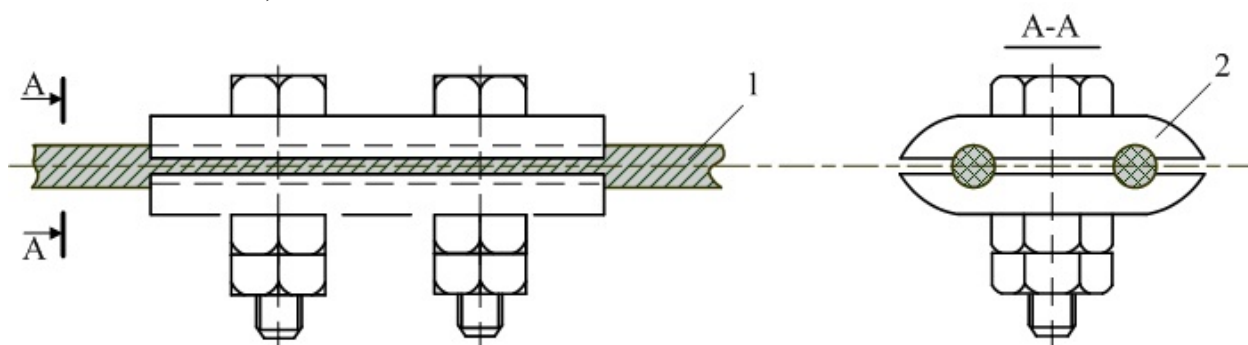
- Опрессовкой с шунтом в овальном соединителе (1 - шунт; 2 - соединяемый провод; 3 - место сварки; 4 - овальный соединитель).



- Опрессовкой внахлестку в овальном соединителе (1 - соединяемый провод; 2 - овальный соединитель).



- С использованием болтового зажима (1 - соединяемый провод; 2 - болтовой зажим).



- Сварка с применением термитного патрона.

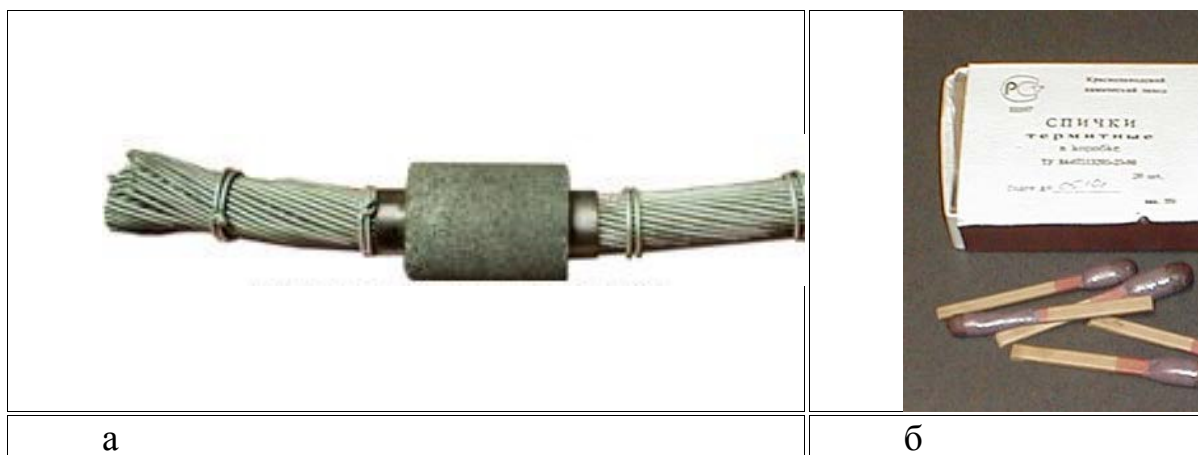


Рисунок. Термитная сварка: а – термитный патрон типа ПАС; б – термитные спички.

Патрон состоит из кокиля (сплошная или с продольной щелью стальная трубка) и термитной массы (спрессованная механическая смесь железной окалины, алюминиевого порошка и мелких частиц железа называемая – муфель), которая нанесена на кокиль. При сварке провода выправляют, отторцовывают и зачищают стальной щеткой из кардоленты, далее провода заводятся в кокиль и закрепляются в специальных клещах. Термитную массу поджигают и происходит сварка. Для того чтобы воспользоваться термитными патронами необходимы специальные термитные спички. После того как сварка окончена (муфель термитного патрона потемнеет), удаляют со сварного соединения муфель термитного патрона и кокиль.

Согласно ПУЭ (2.4.14-2.4.16), соединение проводов на ВЛ до 1 кВ должно производиться при помощи соединительных зажимов или сваркой (в том числе термитной). Сварка встык однопроволочных проводов не допускается. Однопроволочные провода допускается соединять путем скрутки с последующей пайкой. Соединения, подверженные тяжению, должны иметь механическую прочность не менее 90 % предела прочности провода. Соединения проводов из разных металлов или разного сечения должны выполняться только на опорах с применением переходных зажимов. Переходные зажимы и участки проводов, на которых установлены такие зажимы, не должны испытывать механических усилий от тяжения проводов.

<https://elektro-montagnik.ru/index.php?address=lectures/part2/&page=page45-2>

Читайте далее о регулировании стрелы провеса проводов воздушных линий!

Регулирование стрелы провеса. Стрелой провеса называется расстояние по вертикали f от низшей точки провисания провода в пролете до прямой линии между точками крепления провода на опорах.

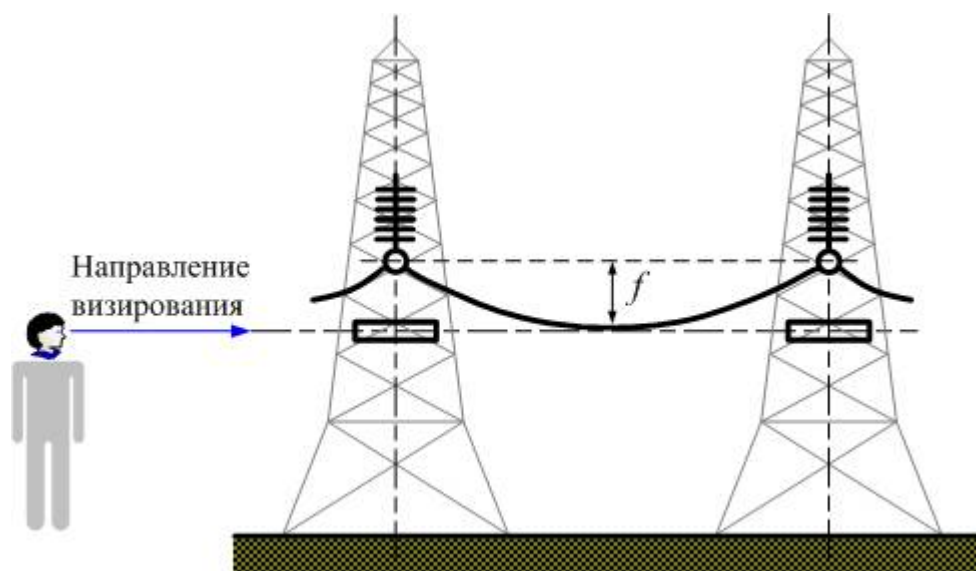


Рисунок. Принцип визирования стрелы провеса проводов.

При вертикальном расположении проводов на опорах стрелу провеса начинают регулировать с верхнего провода, а при горизонтальном – со среднего.

Стрела провеса проводников анкерного пролета должна иметь одну величину. Величина стрелы провеса провода ВЛ зависит от длины пролета, сечения и материала провода, расстояний между проводами, а также от температуры воздуха в момент их натяжки. При подвесе проводов разных сечений величину стрелы принимают по проводу, имеющему наибольшее сечение.

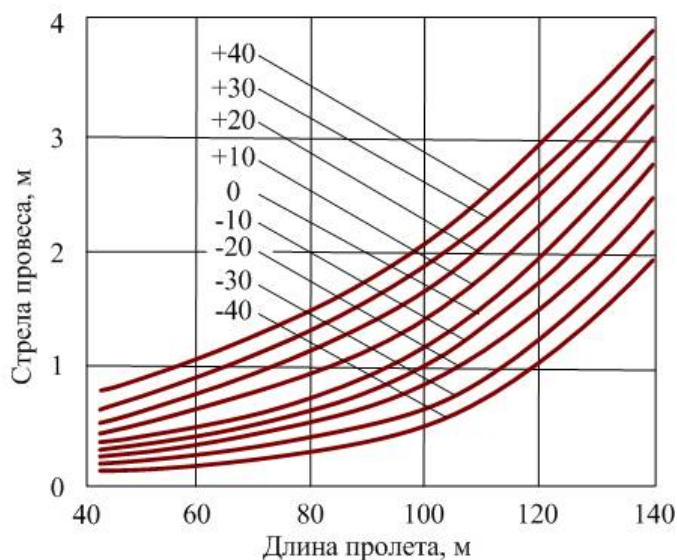


Рисунок. Монтажные кривые стрелы провеса проводов.

Крепление проводов. После раскатки провода и его подъема на опору провод следует надежно закрепить. В зависимости от конструктивных особенностей воздушной линии электропередачи провода могут крепиться к закрепленным на опоре изоляторам проволочными вязками или с помощью линейной арматуры.



Рисунок. Крепление проводов к штыревым изоляторам спиральной проволочной вязкой

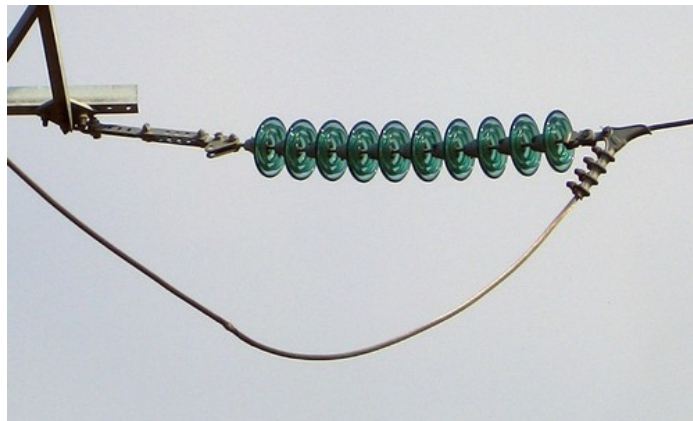


Рисунок. Крепление провода к натяжной гирлянде изоляторов с помощью линейной арматуры

Также провода могут крепиться непосредственно к стойке опоры без применения изоляторов. Такой способ крепления характерен для ВЛ до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами (СИП).

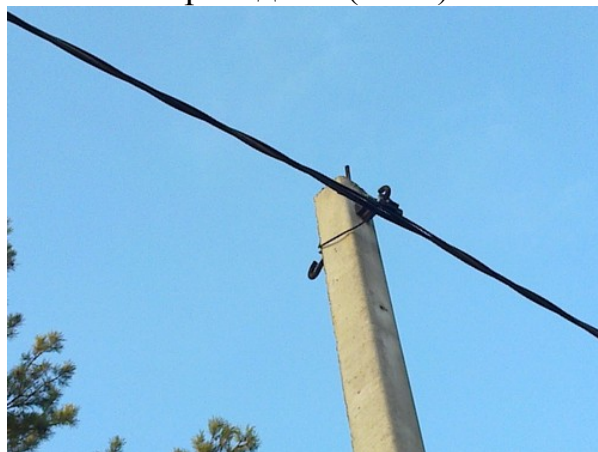


Рисунок. Крепление самонесущего изолированного провода на опоре ВЛ

Рассмотрим подробнее крепление проводов к штыревым изоляторам.

Крепление проводов к штыревым изоляторам обычно выполняют проволочной вязкой. Также для крепления могут применяться антивибрационные зажимы и плашечные зажимы типа ПА. Самонесущие изолированные провода на ВЛ напряжением 10 кВ (их еще называют

защищенными) крепят к штыревым изоляторам спиральными вязками, изготовленными из оцинкованной пружинной проволоки с полимерным покрытием.

Монтаж крепежных устройств

Монтаж крепежных устройств включает в себя закрепление на опорах, на фасадах зданий и сооружений металлических кронштейнов или крюков, используемых для фиксации изолированных зажимов, которые удерживают СИП. Типы кронштейнов для каждого места закрепления комплектуются в строгом соответствии с проектом на ВЛИ и с учетом технических характеристик устанавливаемых кронштейнов, приводимых в каталоге предприятия-производителя. На рисунке 10 изображен монтаж крепежных устройств.

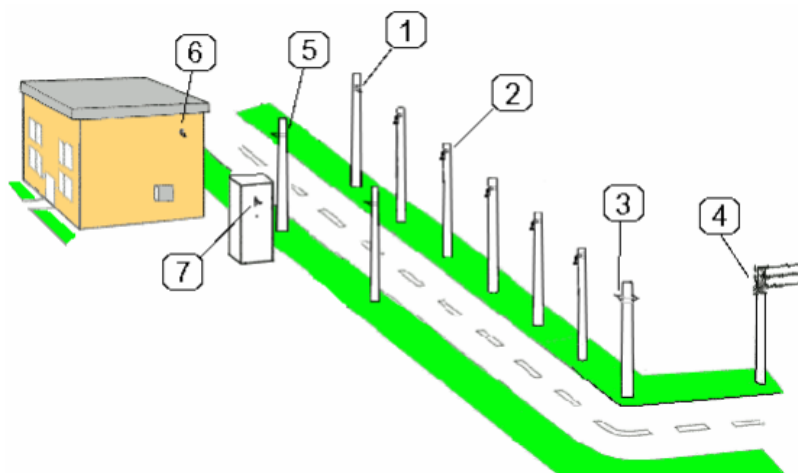


Рисунок 10 – монтаж крепежных ус-ств

Наладка ВЛ

Наладка высоковольтных линий - это процесс проведения испытаний, проверок и регулировок оборудования высоковольтных линий электропередачи для обеспечения надежной и безопасной работы системы. В процессе наладки необходимо проверить все электрические соединения, изоляцию, параметры напряжения и тока, а также протестировать защитные системы от перегрузок и коротких замыканий. После проведения всех испытаний и регулировок, система считается налаженной и готовой к работе.

Испытания воздушных линий электропередачи производятся с целью проверки их соответствия требованиям ПУЭ гл. 1.8.41 и ПТЭЭП прил. 3 п. 7.

Вот некоторые виды испытаний:

1. Проверка изоляторов: внешний осмотр и измерение сопротивления и испытание изоляции подвесных и опорных фарфоровых изоляторов.
2. Проверка соединений проводов: внешний осмотр и измерение переходного сопротивления в болтовых, опрессованных и сварных соединениях.

3. Проверка качества выполнения болтовых контактных соединений.

4. Проверка качества выполнения опрессованных контактных соединений.

5. Внешний осмотр состояния фундаментов, приставок, заземляющих устройств.

6. Проверка цепи между заземлителями и заземляемыми элементами.

7. Проверка состояния пробивных предохранителей в электроустановках до 1 кВ.

8. Измерение сопротивления заземляющих устройств опор, их оттяжек и тросов.

Ремонт воздушных линий электропередачи

Эксплуатация воздушных линий электропередачи включает техническое обслуживание (эксплуатационное обслуживание), капитальный ремонт и работы, связанные с ликвидацией аварийных повреждений на ВЛ.

Затраты труда по названным видам работ распределяются следующим образом: аварийно-восстановительные работы — 0,3 — 1,2 % (всех затрат труда), техническое обслуживание — 9,5 — 12,6%, капитальный ремонт 86,4 — 89,5%.

Техническое обслуживание и капитальный ремонт являются основными условиями, обеспечивающими нормальную, безаварийную работу воздушных линий электропередачи. Эти работы плановые и составляют приблизительно 99 % всех затрат труда ремонтно-эксплуатационного персонала. В структуре затрат труда по разделу капитальные ремонты основная доля приходится на расчистку трасс и замену дефектных изоляторов.

Доля затрат труда по расчистке трасс составляет около 45 % всего объема работ по капитальному ремонту. По объему затраты труда на эти работы растут быстрее, чем увеличивается протяженность обслуживаемых линий. Вызвано это тем, что трассы вновь введенных и вводимых в настоящее время в эксплуатацию ВЛ (около 30 %) проходят по лесистой местности.

Сроки проведения текущего и капитального ремонта ВЛ

Текущий ремонт воздушных линий электропередачи проводится ежегодно. Объем выполняемых работ включает: ремонт и выправку опор, замену поврежденных изоляторов, перетяжку отдельных участков сети, проверку трубчатых разрядников, вырубку разросшихся деревьев. При капитальном ремонте проводится плановая замена опор, перетяжка и выправка линий, замена неисправной арматуры. Капитальный ремонт низковольтных воздушных линий проводится один раз в 10 лет.

Для устранения дефектов, обнаруженных при осмотрах, составляется график отключения воздушных линий электропередачи для проведения ремонта.

Ремонт деревянных опор

При эксплуатации воздушных линий электропередачи наблюдаются отклонения опор от вертикального положения. С течением времени величина наклона увеличивается и опора может упасть. Для восстановления нормального положения опоры используется лебедка. После правки почву вокруг опоры хорошо утрамбовывают. Если опора наклонилась в результате ослабления бандажа, производят его подтяжку.

Расположенные в земле деревянные части пасынка (опоры) подвергаются сравнительно быстрому загниванию. Для продления срока службы в местах повреждения устанавливают антисептические бандажи. Перед наложением бандажа участок древесины очищают от гнили, затем кистью наносят антисептическую пасту слоем 3 - 5 мм и накладывают ленту из синтетической пленки или рубероида, которую фиксируют с помощью гвоздей, а верхний обрез обвязывают проволокой диаметром 1 - 2 мм.

Другая технология работ предусматривает заготовку гидроизоляционных листов с заранее наложенным антисептиком и последующую установку их на пораженное место.

В настоящее время часто практикуют замену поврежденных деревянных пасынков на железобетонные. Если меняют пасынок при хорошем состоянии остальной части опоры, то такую работу выполняют без снятия напряжения. Новый пасынок устанавливают с противоположной стороны (по отношению к старому пасынку), а старый удаляют. На рисунке 11 изображены железобетонные опоры.



Рисунок 11 – Ремонт железобетонных опор

Выправку одностоечных железобетонных опор осуществляют с помощью телескопической вышки.

Различают следующие дефекты железобетонных опор: поперечные трещины, раковины, щели, пятна на бетоне.

При наличии поперечных трещин в зависимости от типа опоры производят окраску поверхности бетона в зоне трещин, заделку их

полимерцементным раствором, установку бандажей и замену опор. Перед проведением покраски поверхность промывают растворителем, затем грунтуют слоем лака марки ХСЛ и покрывают смесью лака с цементом (в отношении 1:1 по массе).

После сушки наносят слой перхлорвиниловой эмали ХВ-1100. Для приготовления полимерцементного раствора первоначально смешивают цемент с песком (цемент марки 400 или 500 с песком в пропорции 1:2), затем добавляют 5 % полимерную эмульсию. Полученную массу перемешивают и вмазывают в поврежденное место. Через 1 час заплату смачивают водным раствором эмульсии.

При ширине трещины более 0,6 мм, наличии раковин или отверстий площадью до 25 см² устанавливают бандаж. Поврежденное место зачищают, размещают вертикальный или горизонтальный стальной каркас (сталь диаметром до 16 мм), делают опалубку и заливают бетоном. Края бандаж должны на 20 см перекрывать зону разрушения бетона.

При наличии продольных трещин длиной более 3 м на всей поверхности бетона, раковин или отверстий площадью более 25 см² производится замена опоры.

Чистка и замена изоляторов при ремонте воздушных линий электропередачи

Чистка изоляторов может производиться на отключенной воздушной линии электропередачи протиркой вручную или на линии под напряжением путем обмыва изоляторов струей воды. Для обмыва изоляторов используется телескопическая вышка, в которой устанавливается вспомогательная стойка для ствола с насадкой, по которому под давлением поступает вода. Вода привозится в цистерне. Работу выполняют специально обученные лица.

Замена неисправных изоляторов осуществляется без опускания или с опусканием провода. На воздушной линии, где масса провода небольшая, используется телескопическая вышка и провод не опускают.

После демонтажа вязок специальным ключом старый изолятор снимают со штыря, заменяют полиэтиленовый колпачок. Перед установкой нового колпачка его предварительно нагревают в горячей воде при температуре 85 - 90° С. Затем ударами деревянного молотка насаживают на крюк, устанавливают изолятор, закрепляют провода. На рисунке 12 изображено регулирование стрел провеса проводов.



Рисунок 12 – Регулировка стрел провеса проводов.

Указанная операция проводится путем вставки или вырезки части провода. Перед началом работы расчетом определяют длину вставки (вырезки). Затем отключают напряжение, на одной из анкерных опор провод отсоединяют и опускают на землю, разрезают, делают вставку, снова натягивают. Если длина вставки (вырезки) небольшая (0,2 - 0,6 м), регулировку стрел провеса производят за счет изменения крепления проводов на анкерных опорах.

В сетях 0,38 - 10 кВ такая работа обычно выполняется в летнее время, причем стрела провеса устанавливается "на глазок". Это нежелательно. Указанная регулировка может привести к обрыву проводов в зимнее время.

Ремонт проводов

При сравнительно небольшом повреждении проводов (3 - 5 проволок из 19) оборванные жилы скручивают и накладывают бандаж, либо ремонтную муфту. При этом вырезка участка провода не производится.

Ремонтная муфта представляет собой разрезанный вдоль овальный соединитель. При монтаже края разреза разводят, муфту надевают на поврежденный участок и опрессовывают с помощью прессов МГП-12, МИ-2. Длина муфты зависит от размеров поврежденного участка.

При большом числе оборванных жил производится замена дефектных участков провода. Отрезок нового провода должен иметь то же направление свивки, что ремонтируемый. Длина вставки берется от 5 до 10 м в зависимости от сечения провода. При ремонте используется телескопическая вышка, провод опускается на землю.

Наиболее распространенные способы соединения вставок с основным проводом — использование овальных соединителей с последующим их обжатием или скручиванием.

Для ремонта проводов воздушной линии электропередачи применяется также сварка с помощью термитных патронов. К работам по сварке допускаются лица, прошедшие обучение и могущие выполнять эту операцию самостоятельно. На рисунке 13 изображена очистка трассы воздушной линии.



Рисунок 13 - Очистка трассы воздушной линии

Очистка трассы выполняется с целью исключения аварий из-за падения деревьев на провода, перекрытия линий ветвями подрастающих деревьев, для защиты от пожаров. Кроме этого работы на трассе проводятся для защиты сельскохозяйственных угодий от сорной растительности.

Мероприятия по очистке трассы воздушной линии планируются. Используются ручная, механическая и химическая виды очистки. На трассах воздушных линий 0,38 - 10 кВ преимущественно проводится ручная очистка.

Работу выполняет специально подготовленная бригада. Лица моложе 18 лет к вырубке и валке деревьев не допускаются. Обычно на место работы при большом ее объеме вывозится передвижной вагончик.

Приемка в эксплуатацию воздушных линий. Наружный осмотр

На рисунке 14 изображены знаки и плакаты применяемые на ВЛ.

При осмотре вновь сооруженной воздушной линии комиссия обращает внимание на то, чтобы:

1. На опорах ВЛ на высоте 2,5-3,0 м должны быть нанесены следующие постоянные знаки: порядковый номер, номер ВЛ или ее условное обозначение, предупреждающие плакаты, знаки указывающие фазировку линии и т.д.



Рисунок 14 Знаки и плакаты применяемые на ВЛ.

2. Отсутствовал наклон опор, уменьшающий их способность противостоять механическим нагрузкам;

3. Опоры были ограждены железобетонными отбойными тумбами, защищающими их от повреждения проезжающим транспортом;

4. Раковины и выбоины на железобетонных опорах заделаны цементным раствором;

5. Изоляторы не имели трещин, отколов или повреждений глазури, линейная арматура — трещин, раковин или повреждений оцинковки;

6. Положение указателей действия разрядников было отчетливо видно с земли, наружная поверхность разрядника не должна иметь трещин и отслоений.

Испытание ВЛ при вводе в эксплуатацию.

При приемке в эксплуатацию ВЛ проводят следующие испытания и проверки:

1. Проверяют стрелу провеса проводов и тросов, которая не должна отличаться от проектной более чем $\pm 5\%$.

2. Измеряют расстояния от проводов линии до земли и до различных пересекаемых объектов. Эти расстояния не должны быть меньше установленных ПУЭ.

3. Внешним осмотром контролируют соединения проводов и измеряют падение напряжения в соединителях. Соединения бракуют, если на поверхности соединителя или зажима имеются трещины, следы значительной коррозии и механических повреждений, величина падения напряжения на участке соединения более чем в 1,2 раза превышает падение напряжения на участке провода той же длины, марки и сечения.

4. Опорные и подвесные одноэлементные изоляторы испытывают повышенным напряжением промышленной частоты.

5. Многоэлементные опорные изоляторы подвергают испытанию напряжением промышленной частоты напряжением 50 кВ, прикладываемым к каждому элементу изолятора. Продолжительность испытания изоляторов повышенным напряжением равна 1 мин.

6. Измеряют сопротивления заземления опор.

Организация безопасных условий труда на ВЛ

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам:

- работа связана с подъемом на опоры на большую высоту,
- рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день,
- электромонтажники-линейщики рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда,
- работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств,
- работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор.

Все электромонтажники-линейщики обязаны ежегодно проходить медицинское освидетельствование на выполнение верхолазных работ и подтверждать присвоенную группу по электробезопасности.

Работы на воздушных линиях, с точки зрения мер безопасности, разделяются на следующие категории:

- на отключенной воздушной линии;
- на воздушной линии находящейся под наведенным напряжением;
- в пролетах пересечения с действующей ВЛ;
- на ВЛ без снятия напряжения.

К работам под напряжением допускаются специально обученные и допущенные комиссией электромонтеры-линейщики, имеющие высокую квалификацию. Обычному персоналу электромонтажных организаций категорически запрещается производить работы на воздушных линиях, находящихся под напряжением.

Любая работа на действующей воздушной линии производится при обязательном соблюдении следующих условий:

- на производство работы должен выдаваться наряд или распоряжение лица, уполномоченного на это;
- работа на воздушных линиях должна производиться не менее чем двумя лицами;
- до начала электромонтажных работ на воздушной линии должны быть выполнены организационные и технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.

К организационным мероприятиям относятся: оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации; получение разрешения на подготовку рабочего места и на допуск бригады к работе; подготовка рабочего места и допуск к работе; надзор во время работы; оформление перевода на другое рабочее место, перерыва в работе и окончания работы.

К техническим мероприятиям относятся:

- *Снятие напряжения* с воздушной линии соответствующими коммутационными аппаратами и принятие мер препятствующих ошибочному или самопроизвольному включению этих аппаратов;
- *Вывешивание плакатов* «Не включать — работа на линии» на ключах или приводах коммутационных аппаратов.
- *Проверка отсутствия напряжения* производится указателем напряжения. В ЭУ 35 кВ и выше можно пользоваться изолирующей штангой, прикасаясь ей несколько раз к токоведущим частям. Признаком отсутствия напряжения является отсутствие искрения и потрескивания. На одноцепных ВЛ 330 кВ и выше достаточным признаком отсутствия напряжения является отсутствие коронирования. Проверку отсутствия напряжения в РУ выполняет один работник, а непосредственно на ВЛ – два. На ВЛ при подвеске проводов на разных уровнях проверять отсутствие напряжения следует снизу вверх, начиная с нижнего провода, а при горизонтальной подвеске – с ближнего провода.

Методика и порядок выполнения работы

Предварительно до занятий самостоятельно просмотреть фильмы, представленные ссылками. Ознакомиться с теоретическим материалом по предлагаемой преподавателем ссылке. Ответить на контрольные вопросы и написать отчет о лабораторной работе. Изучить вопросы техники безопасности.

Содержание отчета и его форма

По результатам выполнения лабораторной работы студентами оформляется отчет, который должен содержать следующие разделы:

1. Титульный лист.
2. Постановку задач лабораторной работы.
3. Необходимые теоретические сведения для защиты лабораторной работы
4. Результат выполнения.
5. Ответы на контрольные вопросы
6. Выводы по работе

Отчет представляется в электронном виде индивидуально каждым студентом.

Контрольные вопросы и защита работы

Защита лабораторной работы проводится при наличии письменного отчета в форме опроса. Примерные вопросы к защите лабораторной работы.

1. Какие инструменты и оборудование используются при монтаже высоковольтных линий?
 2. Каковы этапы процесса монтажа высоковольтной линии?
 3. Какие типы опор используются для высоковольтных линий и каковы их характеристики?
 4. Каковы методы заземления опор высоковольтной линии?
 5. Какие методы используются для мониторинга и обслуживания высоковольтных линий?
 6. Какие факторы следует учитывать при выборе трассы высоковольтной линии
1. Каковы стандартные процедуры безопасности при работе на высоковольтных линиях?
 2. Какие типы оборудования используются для доступа и наладки высоковольтных линий?
 3. Какие передовые технологии используются для улучшения процесса наладки высоковольтных линий?
 4. Какие нормативные требования и отраслевые стандарты применяются к наладке высоковольтных линий?
 5. Каковы общие проблемы и решения при наладке высоковольтных линий в различных условиях окружающей среды?

6. Какова роль тепловизионных обследований в наладке высоковольтных линий?

7. Какие методы используются для проверки качества монтажа линии

Испытания

1. Каковы различные типы испытаний, проводимых на высоковольтных линиях?

2. Каковы цели испытаний изоляции на высоковольтных линиях?

3. Опишите испытание переменным током сверхвысокого напряжения (AC VLF)?

4. Каковы преимущества и недостатки испытаний с применением постоянного тока?

5. Каковы критерии приемлемости для испытаний изоляции высоковольтных линий?

6. Каковы меры безопасности, которые необходимо соблюдать при проведении испытаний высоковольтных линий?

7. Каковы различные методы испытаний на диэлектрические потери?

8. Как проводятся испытания на корону на высоковольтных линиях?

9. Каковы последние тенденции в испытаниях высоковольтных линий?

10. Каковы нормативные требования проведения испытаний высоковольтных линий?

1. Какие меры предосторожности необходимо принимать при ремонте высоковольтных линий?

2. Какие меры предосторожности необходимо принимать при ремонте высоковольтных линий?

3. Какие потенциальные опасности возникают при ремонте высоковольтных линий и как их минимизировать

4. Какое значение имеет правильное заземление при ремонте высоковольтных линий?

5. Каковы основные этапы ремонта высоковольтных линий?

6. Какие технологии используются для улучшения безопасности и эффективности ремонта высоковольтных линий?

7. Каковы передовые практики в области ремонта высоковольтных линий?

8. Какие отраслевые стандарты и нормативные требования должны соблюдаться при ремонте высоковольтных линий?

9. Каковы общие причины повреждения высоковольтных линий?

10. Опишите процесс подготовки к ремонту высоковольтных линий?

Виртуальная лабораторная работа №2

" МОНТАЖ, НАЛАДКА, ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ И РЕМОНТ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА "

Цель и содержание работы

Целью работы является изучение конструкции, условий монтажа наладки и приемо-сдаточных испытаний и ремонта кабельных линий из сшитого полиэтилена.

Принадлежности: персональный компьютер (ПК) с xxxxxxxxxxxxxxxxx

Теоретическое обоснование

При изучении теоретического материала необходимо изучить следующие вопросы:

Марки кабелей, области применения, основные размеры и масса

Условия прокладки кабелей из СПЭ

Условия монтажа в кабельных сооружениях, производственных помещениях и на конструкциях

Условия монтажа в трубах (при пересечениях с дорогами, инженерными сооружениями и естественными препятствиями, а также в кабельных блоках)

Одновременный монтаж трёх кабелей

Монтаж кабелей в особых условиях

Приёмка трассы, требования

Хранение и транспортирование барабанов с кабелем

Требования к оборудованию для монтаже кабелей из СПЭ

Подготовительные работы к оборудованию для монтажа кабелей из СПЭ

Прокладка кабеля

Отрезка концов кабеля, подготовка к хранению кабелей на трассе

Прокладка кабеля при низких температурах

Раскатка кабеля

Прокладка кабелей в трубах и блоках

Прокладка кабелей в вечномерзлых грунтах

Испытания оболочки кабеля, ремонт оболочки

Засыпка траншеи грунтом, маркировка

Монтаж арматуры и заземление экрана кабеля

Правила безопасности при прокладке кабеля

Сопутствующая техническая и нормативная документация

С необходимым материалами можно ознакомиться по ссылке
https://www.ruscable.ru/articles/doc/tekhnicheskaya_dokumentatsiya/prokladka_i_montag_kabeley/rekomendatsii_po_prokladke_i_montagu_kab

Конструкция кабеля с тремя жилами представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Конструкция трехжильного кабеля СПЭ

Конструкция одножильного кабеля изображена на рисунке 2



Пример конструкции одножильного кабеля марки ПвЭгаП:

- 1 – медная токопроводящая жила
- 2 – внутренний экструдированный полупроводящий слой
- 3 – экструдированная изоляция из сшитого полиэтилена
- 4 – внешний экструдированный полупроводящий слой
- 5 – обмотка полупроводящим водонабухающим плотном
- 6 – медный экран, выполненный в виде повива медных проволок, скрепленных спирально наложенной медной лентой
- 7 – обмотка полупроводящим водонабухающим плотном
- 8 – алюмополимерная лента, наложенная продольно и сваренная с наружной оболочкой
- 9 – экструдированная наружная оболочка из полиэтилена высокой плотности

Рисунок 2 – Конструкция одножильного кабеля СПЭ

Основным преимуществом кабеля с СПЭ - изоляцией является

- большая пропускная способность за счет увеличения допустимой температуры жилы (допустимые токи нагрузки в зависимости от условий прокладки на 15-30% больше, чем у кабеля с пропитанной бумажной изоляцией)
- больший ток короткого замыкания
- меньший вес, диаметр и радиус изгиба, что обеспечивает легкость прокладки кабеля как в кабельных сооружениях, так и в земле на сложных трассах

- возможность вести прокладку кабеля при температуре -20 С без предварительного прогрева благодаря использованию полимерных материалов для изоляции оболочки
- низкая удельная повреждаемость (практика применения кабеля с СПЭ изоляцией показывает что повреждаемость на 1-2 порядка меньше чем у бумажно-пропитанного кабеля)
- отсутствие каких либо жидких компонентов, благодаря этому уменьшается время и снижается стоимость прокладки и монтажа
- однофазная конструкция позволяющая изготавливать кабель с жилой дл 800мм², оптимальным для передачи большой мощности
- большие строительные длины

Недостатками кабеля СПЭ являются:

- Ограничения по разности уровней прокладки и передаваемой мощности
- частая повреждаемость
- невысокая технологичность монтажа муфт

Прокладка кабелей должна выполняться с учётом требований рекомендаций, а также действующих нормативных документов:

- а) СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- б) «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ).

Марки кабелей, области применения, основные размеры и масса

Марки, наименования и основные области применения кабелей приведены в табл. 1

Таблица 1 – Марка кабелей

Марка кабеля		Наименование кабеля	Основная область применения
с медной жилой	с алюминиевой жилой		
ПвП	АПвП	Кабель одножильный с иоляцией из сшитого полиэтилена, с оболочкой из полиэтилена	Для стационарной прокладки в земле (в траншеях), если кабель защищен от механических повреждений
ПвПу	АПвПу	То же, с усиленной оболочкой из полиэтилена	То же, для прокладки по трассам сложной конфигурации
ПвВ	АПвВ	Кабель одножильный с изоляцией из сшитого полиэтилена, с оболочкой из поливинилхлоридного пластика	Для стационарной прокладки в кабельных сооружениях и производственных помещениях
ПвВнг-LS	АПвВнг-LS	То же, с оболочкой из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности	То же, при групповой прокладки

При наличии в конструкции кабеля с полиэтиленовой оболочкой герметизирующих элементов в обозначение добавляют отличительные индексы после обозначения оболочки:

«г»-водоблокирующие ленты в герметизации металлического экрана;

«2г»-алюмополимерная лента поверх герметизированного экрана.

Кабели предназначены для прокладки на трассах без ограничения разности уровней.

Номинальные значения строительных длин кабелей должны быть согласованы при заказе.

Основные производители КЛ изображены на рисунке 3.

Производители:
ГК «Москабельмет» г.Москва («Москабель»)
ОАО «Севкабель-Холдинг» (С.-Петербург)
«Южкабель» (Харьков, Украина).
«Камский кабель» г.Пермь (Камкабель)
ОАО «Кирскабель» г.Кирс
ЗАО НП «Подольскабель»
ТверьЭлектроКабель

Рисунок 3 – Основные производители

На рисунке 4 изображено строение полиэтилена

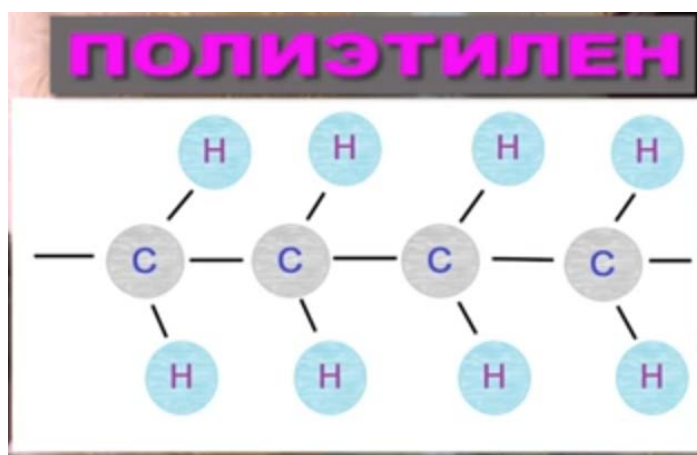


Рисунок 4 – Материал полиэтилен

Представляет собой полимер, обладает свойствами высокой прочности и гибкости, имеет расширенный температурный диапазон, малый вес, чем упрощает монтаж. Отсутствует жидкий диэлектрик внутри

На рисунке 5 изображена прокладка кабеля.

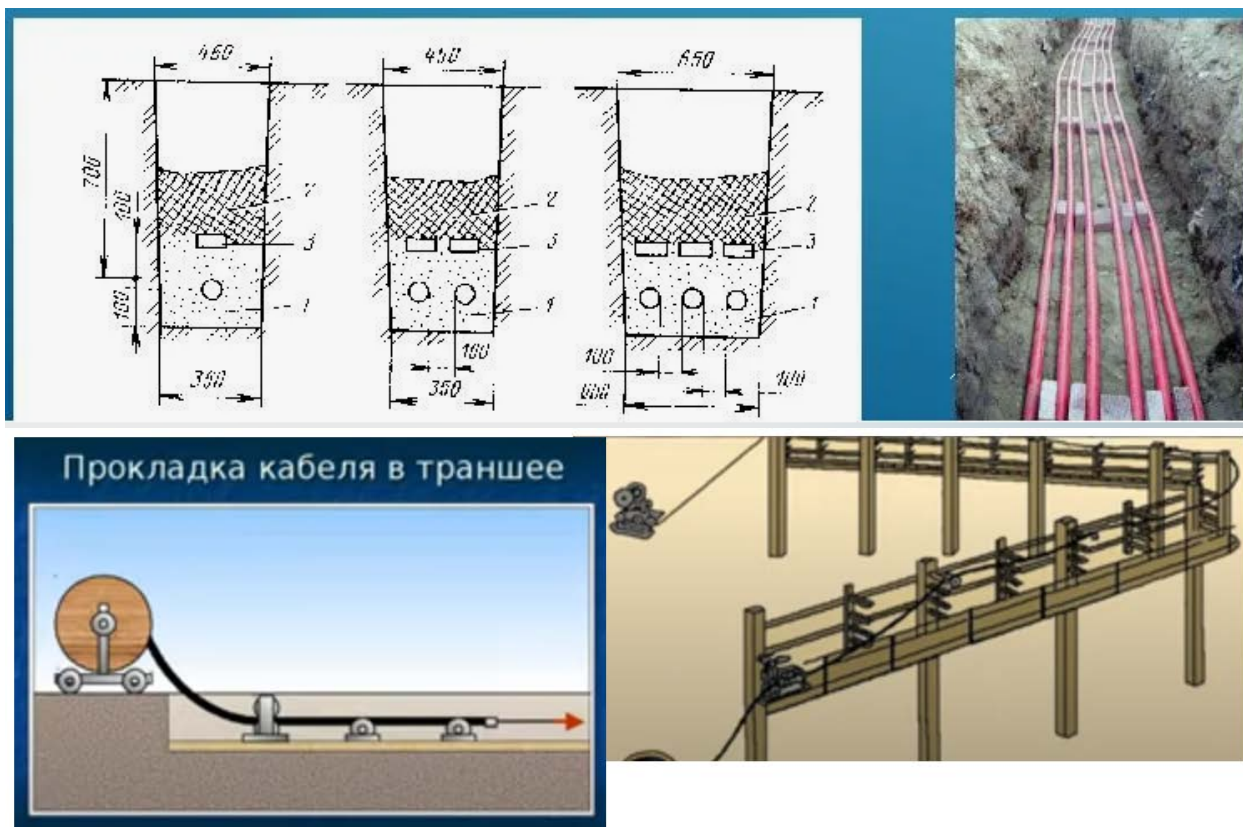


Рисунок 5 – Прокладка кабеля

Общие требования

Кабели марок ПвП, АПвП, ПвПу, АПвПу, ПвПг, АПвПг, ПвПуг, АПвПуг, ПвП2г, АПвП2г, ПвПу2г, АПвПу2г могут быть проложены без предварительного подогрева при температуре не ниже минус 20°C, кабели марок ПвВ, АПвВ, ПвВнг-LS и АПвВнг-LS при температуре не ниже минус 15°C. При более низкой температуре (до минус 40°C) прокладка должна осуществляться только после прогрева кабеля. При температуре ниже минус 40°C прокладка кабелей не разрешается.

Кабели марок ПвПу, АПвПу, ПвПуг, АПвПуг, ПвПу2г, АПвПу2г предназначены для прокладки на сложных участках кабельных трасс, содержащих более 4 поворотов под углом свыше 30 градусов или прямолинейные участки с более чем 4 переходами в трубах длиной свыше 20 м или с более чем 2 трубными переходами длиной свыше 40 м.

Кабели марок ПвВ, АПвВ предназначены для одиночной прокладки в кабельных сооружениях и производственных помещениях, а кабели марок ПвВнг-LS и АПвВнг-LS – там же, но для групповой прокладки.

Кабели марок ПвВ, АПвВ, ПвВнг-LS, АПвВнг-LS могут быть проложены в сухих грунтах (песок, песчано-глинистая и нормальная почва влажностью менее 14 %).

Кабель марки ПвВнг-LS может быть использован для прокладки во взрывоопасных зонах классов В-I, В-Ia; кабель марки АПвВнг-LS – во взрывоопасных зонах классов В-Iб, В-Iг, В-II, В-IIa.

Кабели марок ПвП, АПвП, ПвПу, АПвПу, с индексом “Г” и “2Г” (с герметизированным экраном поверх изоляции) предназначены для прокладки в земле, а также, в воде (в несудоходных водоемах) – при соблюдении мер, исключающих механические повреждения кабеля.

Тяжение кабеля во время прокладки должно осуществляться при помощи проволочного кабельного чулка (или концевого захвата), закрепляемого на оболочке кабеля, или за токопроводящую жилу при помощи клинового захвата

Усилия тяжения кабеля P , возникающие при прокладке, не должны превышать величин, рассчитываемых по формуле:

$$P=s*S,$$

где P -усилие тяжения кабеля, Н (кГс);

S - площадь сечения жилы кабеля, мм²;

s - предельно допускаемое при растяжении механическое напряжение в жиле кабеля, равное:

- 30 Н/мм² (3,06 кГс/мм²) для кабеля с алюминиевой жилой;

- 50 Н/мм² (5,1 кГс/мм²) для кабеля с медной жилой.

Траншеи и кабельные сооружения перед прокладкой кабеля должны быть осмотрены для выявления мест на трассе, содержащих вещества или мусор, разрушительно действующие на оболочку кабеля, в том числе:
-для кабелей с полиэтиленовой оболочкой - места, загрязнённые нефтяными маслами с высоким содержанием ароматических углеводородов (в том числе, кабельными, трансформаторными) или другими веществами, приведёнными в приложении 2 (примечание: оболочки кабелей из ПВХ устойчивы к воздействию нефтяных масел);
-насыпной грунт, содержащий шлак или строительный мусор;
-участки, расположенные ближе 2 м от выгребных и мусорных ям.

При невозможности обхода этих мест (при прокладке в траншее) кабель должен быть проложен в чистом нейтральном грунте в безнапорных асбоцементных трубах, покрытых снаружи и внутри битумным составом, или трубах из ПВХ с герметичными стыками. При засыпке кабеля нейтральным грунтом траншея должна быть дополнительно расширена с обеих сторон на 0,5-0,6 м и углублена на 0,3-0,4 м.

Условия прокладки в кабельных сооружениях, производственных помещениях и на конструкциях

При прокладке кабелей марок ПвП, АПвП, ПвПу, АПвПу на воздухе в кабельных сооружениях и производственных помещениях в проекте должно быть предусмотрено обеспечение дополнительных мер противопожарной защиты, например, нанесение огнезащитных покрытий.

Кабели в кабельных сооружениях рекомендуется прокладывать целыми строительными длинами, избегая, по возможности, применения в них соединительных муфт.

Соединительные муфты кабелей, прокладываемых в блоках, должны быть расположены в колодцах. Расположение соединительных муфт на эстакадах не рекомендуется.

Прокладка кабеля в помещении показана на рисунке 6.



Рисунок 6 – Прокладка кабеля в помещении

На трассе, состоящей из проходного туннеля, переходящего в полупроходной туннель или непроходной канал, соединительные муфты должны быть расположены в проходном туннеле.

Перед прокладкой в туннеле (галерее) должны быть установлены конструкции для крепления кабелей и каркасы противопожарных перегородок. Сварка в туннеле (галерее) после прокладки кабелей не допускается. Кирпичная кладка перегородок может быть выполнена после прокладки кабелей.

Расстояния между опорными конструкциями принимаются в соответствии с рабочими чертежами и требованиями ПУЭ. Конструкции, на которые укладывают кабели, должны иметь исполнение, исключающее возможность механического повреждения оболочек кабелей.

При установке соединительных муфт в кабельных сооружениях (помещениях), необходимы отдельные полки на опорной конструкции для каждой муфты.

Кабели, прокладываемые вертикально по конструкциям и стенам, должны быть закреплены на каждой кабельной конструкции. Кабели, проложенные по конструкциям на открытых эстакадах, могут быть на отдельных участках трассы дополнительно закреплены во избежание смещения под действием ветровых нагрузок (в соответствии с указаниями, приведёнными в проекте).

Крепление кабелей должно быть выполнено таким образом, чтобы была предотвращена деформация кабелей и муфт под действием собственного веса кабеля, а также в результате действия механических напряжений, возникающих при циклах «нагрев-охлаждение» и при магнитных взаимодействиях при коротких замыканиях.

Кабели внутри помещений и снаружи в местах, где возможны механические повреждения (передвижение автотранспорта, грузов и механизмов, доступность для неквалифицированного персонала), должны

быть защищены до безопасной высоты, но не менее 2 м от уровня земли или пола и на глубине 0,3 м в земле.

Проходы кабелей через стены, перегородки и перекрытия в производственных помещениях и кабельных сооружениях должны быть осуществлены через отрезки неметаллических труб (асбоцементных безнапорных, пластмассовых и т.п.), отфактурованные отверстия в железобетонных конструкциях или открытые проёмы.

Зазоры в отрезках труб, отверстиях и проёмы после прокладки кабелей должны быть заделаны несгораемым материалом (например, цементом с песком по объёму 1:10, глиной с песком-1:3, глиной с цементом и песком-1,5:1:11, перлитом вспученным со строительным гипсом-1:2 и т.п.) по всей толщине стены или перегородки.

Зазоры в проходах через стены допускается не заделывать, если стены не являются противопожарными преградами.

Условия прокладки в трубах изображены на рисунке 7 (при пересечениях с дорогами, инженерными сооружениями и естественными препятствиями, а также в кабельных блоках).



Рисунок 7 – Прокладка кабеля в трубе

Для защиты кабелей в местах пересечений с дорогами, инженерными сооружениями и естественными препятствиями, а также для изготовления кабельных блоков, должны быть применены трубы. Случаи, когда требуется прокладка кабеля в трубах, перечислены в ПУЭ.

При прокладке в трубах следует располагать или по одному кабелю в трубу (канал блока), или по три кабеля разных фаз одной кабельной линии в одну трубу (канал блока). Прокладка кабелей двух фаз в одну трубу или канал блока не допускается из-за снижения нагрузочных характеристик кабельной линии.

Трубы должны быть асбоцементные, керамические, пластмассовые или из иного немагнитного изоляционного материала.

Допускается применение металлических труб из магнитного материала (сталь, чугун), которые могут быть использованы только в том случае, если в такой трубе будут расположены вместе кабели трёх фаз одной кабельной линии, при этом следует учитывать снижение пропускной способности кабельной линии, связанное с намагничиванием металлической трубы.

При прокладке кабеля под железными дорогами, трамвайными путями, шоссе, магистральями на пересечении должна быть проложена металлическая труба, в которой располагаются трубы из немагнитного изолирующего материала (асбоцементные, керамические или пластмассовые), через которые прокладываются кабели. Свободное пространство в металлической трубе между асбоцементными, керамическими или пластмассовыми трубами заполняется бетоном. Диаметр и длина металлической трубы, способ её прокладки, глубина заложения и необходимость заземления определяются при проектировании кабельной линии.

Одновременная прокладка трёх кабелей

В случае необходимости (например, при прокладке в трубе), возможна одновременная прокладка трёх кабелей с трёх барабанов. Для одновременного тяжения трёх кабелей на каждый кабель должен быть смонтирован отдельный проволоочный чулок или захват (при этом кабельные чулки или захваты должны быть установлены на трёх кабелях в разбежку).

Одновременная протяжка трёх кабелей для укладки по трассе в одной плоскости не допускается в связи со сложностью обеспечения равномерного распределения усилия тяжения на три несвязанных кабеля, а также опасностью схода с роликов и перехлёста кабелей на поворотах.

Прокладка кабелей в особых условиях

При особых условиях прокладки: при прокладке в вечномёрзлых грунтах, подводной прокладке, прокладке на стальных канатах, прокладке на пересечениях (с теплотрассами, трубопроводами, автомобильными и железными дорогами и т.д.), прокладке по специальным сооружениям (мостам, плотинам, дамбам, причалам, пирсам), должны соблюдаться специальные требования к трассе и условиям прокладки, приведенные в ПУЭ и СНиП 3.05.06-85, а также общие требования, приведённые в данной рекомендации.

Приёмка трассы, требования

Перед началом прокладки кабеля трасса должна быть принята от строителей по акту. Допускается приёмку трассы производить участками от муфты до муфты.

Приёмку трассы должны производить представители заказчика, монтажной организации и шефмонтажной организации.

При приёмке трассы необходимо обратить особое внимание на соответствие её проектной документации, требованиям ПУЭ, СНиП и данной рекомендации.

Хранение и транспортирование барабанов с кабелем на рисунке 8



Рисунок 8 – Барабаны с кабелями

Барабаны с кабелями надлежит транспортировать и хранить в соответствии с ГОСТ 18690-82.

При хранении концы кабелей должны быть герметично заделаны термоусаживаемыми капками по технологии, приведённой в приложении 4.

Порядок погрузки, выгрузки и перевозки барабанов с кабелем определяется в ППР, составленном в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.

Погрузка и разгрузка барабанов с кабелем, а также пустых барабанов, должны производиться кранами или другими грузоподъёмными механизмами с соблюдением требований правил техники безопасности при работе с грузоподъёмными механизмами.

Барабаны при подготовке к транспортированию должны быть надёжно закреплены чалками или установлены в специальные клетки в грузовом отсеке транспортного средства (в кузове автомобиля, на прицепе, железнодорожной платформе, барже и т. д.). Запрещается перевозка барабанов с кабелем плашмя (на щеке).

Погрузка, разгрузка и перевозка барабанов с кабелем без обшивки или с нарушенной обшивкой запрещается.

Требования к оборудованию для прокладки

На рисунке 9 изображена тяговая лебёдка.

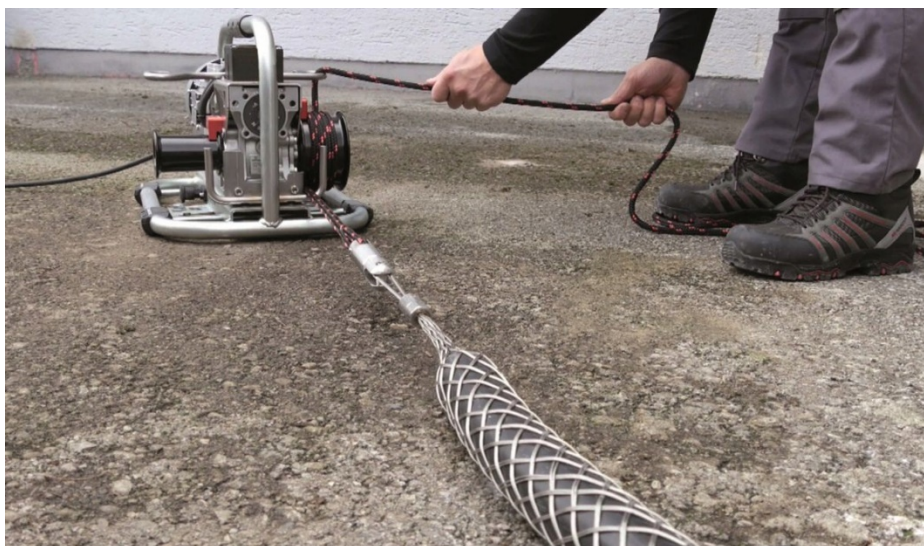


Рисунок 9 – Тяговая лебёдка, тянущая за собой кабель

Тяговая лебедка должна иметь специальные устройства позволяющие:

- контролировать усилие тяжения кабеля;
- производить запись этого усилия на диаграмму в течение всего процесса тяжения кабеля;
- производить автоматическое отключение тяговой лебедки, если усилие тяжения превысит заданную величину;
- устанавливать переносные гусеничные тяги, синхронизированные с лебёдкой (в отдельных случаях на сложных трассах при усилиях тяжения, превышающих допустимые).

В случае, если требуется одновременная протяжка одним тросом нескольких кабелей, трос тяговой лебёдки должен быть снабжен противозакручивающим устройством. Рекомендуется использовать противозакручивающее устройство и при протяжке отдельных кабелей.

Подготовительные работы

Доставлять на трассу барабаны с кабелем рекомендуется не более чем за один день до прокладки, чтобы не подвергать кабель возможным повреждениям при длительном хранении на трассе.

Подготовить необходимые помещения для размещения бригад рабочих, инженерно-технических работников, производственной базы, а также для складирования материалов и инструмента с обеспечением мероприятий по охране труда, противопожарной безопасности и охране окружающей среды в соответствии со СНиП 3.01.01-85.

Произвести внешний осмотр барабанов с кабелем, подлежащих прокладке. Убедиться в том, что обшивка барабанов не нарушена и не повреждена механическая защита внутренних концов кабеля (каппы). Проверить записи, которые велись при хранении барабанов с кабелем.

Привести и установить на трассе барабаны с кабелем, механизмы и приспособления для прокладки в соответствии с ППР.

Барабаны с кабелем установить на отдающее устройство так, чтобы при размотке конец кабеля сходил сверху барабана. Закладные втулки

барабанов должны быть плотно посажены (закреплены) в теле барабана, для этого необходимо подтянуть гайки на шпильках.

На участке трассы между барабанами и лебедкой установить ролики так, чтобы при протяжке кабель не провисал. Расстояние между роликами на прямолинейных участках должно быть не более 4 м. На поворотах трассы должны быть установлены угловые ролики, обеспечивающие плавный поворот кабеля с радиусом изгиба не менее $15 D$, где D —наружный диаметр кабеля.

Ролики не должны иметь острых граней и заусенцев, которые могут повредить наружный покров кабеля. В местах поворота трассы установить и надежно закрепить угловые ролики. Оси роликов должны быть тщательно смазаны смазкой, ролики должны свободно и легко вращаться.

При прокладке кабеля в блоках, в тоннеле необходимо установить по трассе согласно ППР ролики (угловые, направляющие, ролики для троса и т.д.) и другое оборудование, необходимое для установки роликов и направления кабеля (распорные крепления, обводные устройства, воронки и т.д.). Направляющие ролики должны быть установлены на входе и выходе тоннеля, канала блока, а также во всех промежуточных колодцах (если они имеются по трассе).

Для обеспечения плавного спуска кабеля в траншею у барабана установить направляющие ролики, ширина первого из них должна быть не меньше ширины барабана.

На торце асбоцементных полиэтиленовых или керамических труб в переходах установить входные воронки или специальные направляющие ролики. Для предотвращения образования острых кромок от прохода троса на выходах из труб установить специальные направляющие ролики.

Установить тяговое устройство (лебедку) у конца трассы или за кабельным колодцем.

Прокладка кабеля изображена на рисунке 10



Рисунок 10 – Прокладка кабеля

Общие требования

Способ прокладки определяется при составлении ППР с учётом требований ПУЭ и СНиП 3.05.06-85.

В случае, если усилие тяжения превышает допустимую величину, то необходимо прокладку прекратить и проверить правильность установки и исправность роликов, натяжение каната по трассе, в переходах и на углах поворота, наличие смазки (воды) в трубах, а также проверить возможность заклинивания кабеля в трубах.

Скорость тяжения не должна превышать 30 м/мин и должна быть выбрана руководителем прокладки в зависимости от характера трассы, погодных условий, усилий тяжения такой, чтобы избежать повреждений кабеля и нарушений требований техники безопасности при его прокладке. Допустимая скорость тяжения при прокладке в особых условиях (в блоках, трубах и т.д.) указана при описании этих способов прокладки.

При одновременном тяжении трёх кабелей кабели на сходе с барабанов должны собираться вместе с помощью устройства для группирования кабелей и скрепляться в треугольник в соответствии с требованиями, указанными в п. при этом скорость тяжения должна выбираться такой, чтобы была обеспечена возможность связывания кабелей в треугольник до попадания кабелей на трассу (если это предусмотрено проектом). Остальные общие требования к прокладке такие же, как для прокладки одиночного кабеля.

Расстановка рабочих у механизмов и по трассе прокладки, устройство связи между ними и руководителем работ, должно определяться ППР.

Примерная схема расстановки рабочих при протяжке кабеля:

- у барабана, на тормозе-2 человека;
- сход кабеля с барабана-2 человека;
- у спуска кабеля в траншею (входа, выхода из туннеля)-1 человек;
- сопровождение конца кабеля-2 человека;
- на лебедке-1 или 2 человека;
- на каждом углу поворота-1 человек;
- на каждом проходе в трубах через перегородки или перекрытия, у входа в камеру или здание -1 человек;
- на прямых участках-по необходимости.

При одновременном тяжении трёх кабелей на сходе кабелей с барабанов за устройством для группирования кабелей должны быть поставлены 2 человека для скрепления кабелей в треугольник (если это предусмотрено проектом).

Руководитель работ сопровождает движение конца кабеля по трассе.

Команду на включение лебедки дает только руководитель работ после расстановки рабочих и опробования связи. Команду на отключение лебедки «стоп» может дать любой, заметивший неполадки при протяжке.

Отрезка концов кабеля, подготовка к хранению кабелей на трассе

В случае, если на барабане находится кабель для нескольких участков трассы, или если длина кабеля существенно больше, чем необходимо для

монтажа муфт, целесообразно обрезать излишнюю часть кабеля, при этом подложить под виток кабеля доску. Длину кабеля необходимо контролировать по мерным знакам на оболочке, при обрезке необходимо следить за тем, чтобы не повредить оболочку кабеля за местом реза.

После резки кабеля на его концы должны быть смонтированы каппы по технологии, приведённой в приложении 4. Возможны дополнительные меры герметизации по п.9.1.16.

После окончания прокладки концы кабеля должны быть приподняты над дном траншеи и в таком положении закреплены.

Прокладка кабеля при низких температурах

Разрешается прокладка кабеля без его предварительного прогрева при следующих температурах:

-для кабелей марок ПвВ, АПвВ, ПвВнг-LS, АПвВнг-LS -не ниже минус 15оС;
-для кабелей марок ПвП, АПвП, ПвПу, АПвПу, ПвПг, АПвПг, ПвПуг, АПвПуг, ПвПу2г, АПвПу2г, ПвП2г, АПвП2г -не ниже минус 20°.

При температурах от минус 15 до минус 40°С (для кабелей марок ПвВ, АПвВ, ПвВнг-LS, АПвВнг-LS) и от минус 20 до минус 40°С (для кабелей марок ПвП, АПвП, ПвПу, АПвПу, ПвПг, АПвПг, ПвПуг, АПвПуг, ПвПу2г, АПвПу2г, ПвП2г, АПвП2г) прокладка кабеля допускается лишь в исключительных случаях при условии прогрева кабеля. Прокладка проводится в срок не более 30 минут после прогрева, после прокладки кабель должен быть немедленно засыпан первым слоем разрыхлённого грунта или песчано-гравийной смеси (окончательно засыпать траншею грунтом и уплотнять засыпку следует после охлаждения кабеля).

Прокладка кабеля при температуре ниже минус 40°С запрещена.

Раскатка кабеля

Раскатка кабеля может производиться с движущегося кабельного транспортёра, автомобиля или трубоукладчика в тех случаях, когда механизм может свободно двигаться вдоль трассы, и когда в траншее нет препятствий, требующих протяжки через них кабеля (трубы, блоки, поперечные подземные сооружения, поперечные крепления траншей и т.д.).

Раскатку кабеля с барабана, установленного на движущемся кабельном транспортёре, следует производить путём буксировки транспортёра автомобилем, трактором или тягачом. Для раскатки кабеля с автомобиля барабан устанавливают на кабельных домкратах либо на инвентарных подставках в кузове автомобиля. Домкраты и подставки должны быть надёжно закреплены в кузове автомобиля. Во время раскатки кабеля с транспортёра или автомобиля барабан вращают вручную.

Для раскатки кабеля с движущегося трубоукладчика барабан устанавливают на специальной траверсе. При движении трубоукладчика барабан перемещается над траншеей и вращается под действием собственного веса сматывающегося с барабана кабеля. Кабель при этом укладывается на дно траншеи свободно (без натяжения).

Скорость передвижения транспортёра, автомобиля или трубоукладчика при раскатке кабеля рекомендуется выбирать равной 0,6-1 км/ч, при этом расстояние между краем траншеи и ободом колеса механизма должно быть не менее глубины траншеи, умноженной на коэффициент 1,25.

При раскатке кабеля с движущегося транспортёра или автомобиля по дну траншеи вслед за кабелем должны передвигаться рабочие, которые должны принимать сматываемый с барабана кабель и укладывать его на дно траншеи.

Прокладка кабелей в трубах и блоках

При протяжке в трубу или канал блока трёх фаз кабеля запрещается последовательная протяжка отдельных кабелей с использованием стального каната (троса) из-за опасности повреждения канатом (тросом) или кабельным чулком (захватом) оболочек уже проложенных кабелей.

При прокладке кабеля в блочной канализации, исходя из конструктивных параметров кабеля и условий прокладки, должна быть определена общая длина канала блока по условиям предельно допустимых усилий тяжения. Требуемые усилия на протягивание кабеля через блочную канализацию и предельная длина канала блока, через который будет производиться протяжка, определяются при составлении ППР.

Прокладка кабелей в вечномерзлых грунтах

Глубина заложения кабелей определяется при проектировании кабельной линии с учётом конкретных грунтовых и климатических условий. При засыпке траншей используемый местный грунт должен быть разрыхлён и уплотнён. Наличие в траншее льда и снега не допускается. Грунт для насыпи следует брать из мест, удалённых от оси трассы кабеля не менее чем на 5 м. Грунт в траншее после осадки должен быть покрыт мохоторфяным слоем.

В качестве дополнительных мер против возникновения морозобойных трещин следует применять:

- засыпку траншеи с кабелем песчаным или гравийно-галечниковым грунтом;
- устройство водоотводных канав или прорезей глубиной до 0,6 м, располагаемых с обеих сторон трассы на расстоянии 2-3 м от её оси;
- обсев кабельной трассы травами и обсадку кустарником

Испытания оболочки кабеля, ремонт оболочки

После прокладки кабелей необходимо удалить из траншеи инструменты и оборудование, произвести засыпку кабеля мелким грунтом или песчано-гравийной смесью толщиной не менее 100 мм.

После присыпки мелким грунтом или песчано-гравийной смесью необходимо провести испытания оболочки кабеля. Испытания проводятся после полного монтажа всей кабельной линии.

С целью своевременного обнаружения возможных повреждений рекомендуется проводить также испытания оболочек сразу после прокладки

строительных длин на участках между колодцами или на отдельных участках кабельной линии с проложенным кабелем и смонтированными муфтами.

Ремонт оболочки кабеля должен производиться обученным персоналом по технологии, приведённой в приложении 5. 10.5. В кабельный журнал необходимо занести данные о ремонте:

- наименование кабельной линии;
- дата проведения ремонта;
- наименование монтажной организации и фамилии монтажников;
- расположение дефектного места на трассе;
- эскиз места ремонта с указанием расположения строительных длин;
- описание дефекта и проведённых ремонтных работ

Засыпка траншеи грунтом, маркировка

После испытаний оболочек проложенный в траншее кабель должен быть присыпан первым слоем земли, уложена механическая защита (плиты, кирпичи) или сигнальная лента, после чего представителями электромонтажной и строительной организаций производится осмотр трассы с составлением акта.

Засыпка трассы комьями мёрзлой земли, грунтом, содержащим камни, куски металла и т.п., не допускается.

После прокладки с трассы кабельной линии должны быть вывезены мусор, отходы использованных материалов и кабеля, загрязняющие окружающую среду.

Каждая кабельная линия должна иметь свой номер или наименование и промаркирована в соответствии с требованиями ПУЭ.

Монтаж арматуры и заземление экрана кабеля

Монтаж муфт должен производиться в соответствии с Рекомендациями предприятия-изготовителя конкретных марок муфт.

При подготовке кабеля к монтажу соединительных и концевых муфт на определенной длине кабеля удаляется оболочка, медный экран и полупроводящие элементы, проволоки жилы скрепляются опрессовкой в гильзе. Полупроводящий экран по изоляции срезается при помощи специального инструмента. Элементы конструкции, выполненные обмоткой, повивы проволок медного экрана закрепляются бандажами, а незакрепленные части удаляются. Для заземления экрана медные проволоки отгибаются на наружную оболочку, закрепляются бандажом, а незакрепленные концы проволок скручиваются в жгут.

При разделке концов кабеля необходимо обеспечить тщательное удаление с поверхности изоляции остатков полупроводящего экрана и посторонних загрязнений.

Поверхность проволок и лент экрана и жилы кабеля, соединителей и зажимов арматуры во время монтажа должны быть тщательно зачищены.

Способ соединения жил должен обеспечивать достаточную проводимость и механическую прочность соединения. Целесообразно соединять жилы кабелей таким образом, чтобы диаметр жил в месте

соединения не увеличивался. Для этой цели с жилы на определенной длине снимается верхний повив проволок, после чего на это место надевается гильза. Опрессование осуществляется таким образом, чтобы диаметр гильзы был равен диаметру жилы кабеля. Для улучшения контакта место соединения дополнительно припаивается.

Правила безопасности при прокладке кабеля

При проведении погрузочно-разгрузочных работ, транспортировке и прокладке кабелей необходимо выполнять правила техники безопасности согласно требованиям следующих нормативных документов:

- а) СНиП III-4-80* «Техника безопасности в строительстве» (с изменениями и дополнениями);
- б) «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-016-2001;
- в) «Правила безопасности при работе с инструментом и принадлежностями», М., Энергоатомиздат, 1988;
- г) «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» ВППБ-01-02-95 (РД-34-03-301-95);
- д) «Правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ»;
- е) «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» ППБ-01-03.

В случаях, когда монтаж соединений провода заземления должен производиться в условиях, не предусмотренных указанными выше правилами, должны быть разработаны и утверждены дополнительные меры безопасности в проекте производства работ.

Сопутствующая техническая и нормативная документация

- а) СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- б) «Правила устройства электроустановок», Главгосэнергонадзор России, М., 1998;
- в) «Рекомендации по эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10,20,35 кВ»;
- г) «Рекомендации по прокладке кабелей напряжением до 110 кВ», концерн «Электромонтаж», М., 1992;
- д) ГОСТ 18690-82 «Кабели, провода, шнуры и кабельная арматура. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение»;
- е) ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»;
- ж) нормативная документация по правилам безопасности при прокладке кабеля, перечисленная в разделе 13.

Предварительная подготовка

До проведения лабораторной работы необходимо по соответствующим ссылкам просмотреть фильмы, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Фильмы для подготовки к проведению лабораторной работы

<i>Название учебного фильма</i>	<i>Ссылка</i>	<i>Примечание</i>
Кабели из сшитого полиэтилена	https://youtu.be/ySprwdimG38	часть 1
	https://youtu.be/WmEyAP8_sxo	Часть 2
Учебный фильм по монтажу кабелей из СПЭ	https://youtu.be/NrulRPs6oCo	
Учебный фильм по монтажу концевой муфты	https://youtu.be/ACbgPhkQXmA	
Учебный фильм по установке соединительной муфты	https://youtu.be/7Wd1ncGTdE4	

Более подробно с материалом по данной теме можно ознакомиться на сайте <https://www.ruscable.ru/doc/documentation/test-yii-b-1-06.html>

Порядок выполнения работы

Предварительно до занятий самостоятельно просмотреть фильмы, представленные ссылками. Ознакомиться с теоретическим материалом по предлагаемой преподавателем ссылке. Ответить на контрольные вопросы и написать отчет о лабораторной работе. Изучить вопросы техники безопасности.

Техника безопасности при прокладке кабеля

При проведении погрузочно-разгрузочных работ, транспортировке и прокладке кабелей необходимо выполнять правила техники безопасности согласно требованиям следующих нормативных документов:

- а) СНиП III-4-80* «Техника безопасности в строительстве» (с изменениями и дополнениями);
- б) «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-016-2001;
- в) «Правила безопасности при работе с инструментом и принадлежностями», М., Энергоатомиздат, 1988;
- г) «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» ВППБ-01-02-95 (РД-34-03-301-95);
- д) «Правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ»;
- е) «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» ППБ-01-03.

Содержание отчета и его форма

По результатам выполнения лабораторной работы студентами оформляется отчет, который должен содержать следующие разделы:

1. Титульный лист.
2. Постановку задач лабораторной работы.

3. Необходимые теоретические сведения для защиты лабораторной работы

4. Результат выполнения.

5. Ответы на контрольные вопросы

6. Выводы по работе

Отчет представляется в электронном виде индивидуально каждым студентом.

Контрольные вопросы и защита работы

Защита лабораторной работы проводится при наличии письменного отчета в форме опроса. Примерные вопросы к защите лабораторной работы.

Монтаж

1. Какова технологическая последовательность выполнения работ при монтаже кабельной линии?

2. Как расшифровать марку кабеля АПвВнг-LS?

3. Какой радиус изгиба допускается при прокладке кабеля из СПЭ?

4. Какие мероприятия и работы должны быть выполнены до прокладки кабеля?

5. Какова схема расстановки рабочих при протяжке кабеля?

6. Где должны находиться рабочие при прокладке кабеля на повороте

7. Какие мероприятия необходимо выполнить при прокладке кабеля при температуре ниже минус 40^оС?

8. Каким постоянным напряжением и в течение какого времени проверяется оболочка кабеля, проложенного в земле?

9. К каком месту и как заземляются экраны кабеля?

8. В чем заключается обслуживание кабельных линий?

9. Как проводят испытания кабельных линий?

10. Как осуществляется спуск кабеля в траншею

11. Какие виды работ выполняются при монтаже КЛ

12. В каком случае укладка фаз кабеля выполняется горизонтально

13. Как осуществляется крепление кабеля к тросу при размотке кабеля

14. Какова предельная скорость раскатки кабеля

15. Каковы условия пересечения КЛ

16. Какие подготовительные работы выполняются при прокладке кабеля?

17. Какие кабели нельзя прокладывать вместе?

18. Сколько кабелей можно проложить в одном пучке?

Наладка

1. Какие способы фазировки используются при наладке КЛ

2. Кто имеет право выполнять наладочные работы

3. С какой целью и как осуществляется прожиг кабеля

4. Какие работы осуществляются при наладке КЛ

5. Как проверяется КЛ перед включением
6. Какое сопротивление должна иметь изоляция КЛ перед включением
7. Что характеризует коэффициент абсорбции

Испытания

1. Как проводят испытания изоляции повышенным напряжением
2. Каким напряжением испытывают КЛ напряжением 10 кВ
3. Каким напряжением испытывают КЛ напряжением 0,4 кВ
4. Как испытывают изоляцию повышенным напряжением
5. Каким напряжением постоянным или переменным проводят испытания КЛ
6. Что является источником постоянного напряжения при испытаниях КЛ
7. Чем закрываются стыки при прокладке кабеля в лотках
8. Как проводится измерение сопротивления изоляции кабельной линии?

Ремонт

1. Кто имеет право выполнять ремонт кабельной линии
2. При наличии какой документации выполняется ремонт КЛ
3. Какие типы неисправностей могут возникнуть на кабельных линиях?
4. Как определяются нормы времени на ремонт КЛ
5. Как определяются Трудозатраты на ремонт КЛ
6. Как определяется содержание работ при ремонте КЛ
7. Как определяется численный и квалификационный состав бригады для ремонта КЛ
8. Как обеспечивается техника безопасности при прокладке кабеля и при выполнении ремонтных работ

Виртуальная лабораторная работа №3 **" МОНТАЖ, НАЛАДКА, ПУСКО-НАЛАДОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ И РЕМОНТЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ "**

Цель и содержание работы

Целью работы является изучение условий монтажа, наладки, пуско-наладочных испытаний и ремонтов силовых трансформаторов.

Теоретическое обоснование

Работы по монтажу силовых трансформаторов можно разделить на три группы: подготовительные работы; работы по монтажу трансформатора и работы по вводу трансформатора в эксплуатацию.

Трансформаторы III габарита и выше обладают большой массой, что вызывает необходимость поручать транспортировку и монтаж таких трансформаторов высококвалифицированным специалистам и четко регламентировать подготовку, организацию и технологию работ. На монтаж трансформаторов III габарита и выше должен разрабатываться проект производства работ.

Подготовительные работы

Подготовительными работами можно считать следующие виды работ: предмонтажные работы на объекте монтажа, транспортировка трансформаторов к месту монтажа, разгрузка, ревизия и хранение трансформатора.

Предмонтажные работы

К началу монтажа трансформаторов должны быть выполнены следующие работы:

- Подготовлены фундамент для установки трансформатора и масло-сборная яма (маслоприемник) под трансформатором для предотвращения растекания трансформаторного масла при повреждении трансформатора. Изображено на рисунке 1.



Рисунок 1 – Подготовка фундамента под силовой трансформатор

– Подготовлена площадка вблизи места установки трансформатора для производства работ по ревизии, прогреву и сборке трансформатора. Если ревизию и сборку трансформатора предполагается выполнять в специальном помещении, следует проверить, позволяет ли наибольшая высота от пола до крюка подъемного приспособления обеспечить подъем активной части или верхней съемной части бака трансформатора. Убедиться в том, что размеры ворот помещения допускают транспортировку из цеха смонтированного трансформатора с установленными вводами, радиаторами, расширителем, выхлопной трубой и т.п., в противном случае предусмотреть условия, необходимые для окончания сборки вне помещения.

– Подготовить пути и средства передвижения трансформатора до места установки.

– Подготовить подъемное оборудование соответствующей грузоподъемности, инструмент и приспособления для монтажа. Убедиться в том, что подъемное устройство испытано, имеет паспорт с указанием допустимой нагрузки и даты испытаний.

– Подготовить баки для хранения масла и само трансформаторное масло в объеме необходимом для заливки или доливки трансформатора. Характеристики трансформаторного масла, должны соответствовать нормам. Следует также подготовить чистые металлические емкости, пригодные для временного хранения масла, сливаемого из трансформатора, и проверенную систему заливки масла, состоящую из предварительно очищенного, промытого и испытанного маслопровода с задвижками и кранами и маслососа производительностью 2-4 м³/ч для заливки и доливки масла.

– Подготовить силикагель для адсорбера, термосифонных фильтров, воздухоосушителя, а также индикаторный силикагель.

Транспортировка трансформаторов

В зависимости от габаритных размеров и массы трансформаторов применяют следующие способы их транспортировки.

1. Трансформаторы небольшой мощности поставляют полностью собранными, залитыми маслом и готовыми к монтажу.

2. Трансформаторы отправочной массой до 90 т поставляют с частично демонтированными отдельными узлами (вводы, расширители, радиаторы, фильтры и т.п.). При этом бак трансформатора заполнен маслом, залитым ниже крышки, с заполнением сухим воздухом надмасляного пространства.

3. Трансформаторы отправочной массой свыше 90 т транспортируют частично демонтированными в собственном баке без масла, заполненным инертным газом (азотом) или сухим воздухом.

Герметизация позволяет сохранить изоляционные свойства обмоток трансформаторов и вводить их в эксплуатацию без ревизии активной части.

Демонтированные узлы и детали трансформатора должны перевозиться от места разгрузки к месту монтажа автотранспортом, следующим образом:

- маслонаполненные вводы 110 кВ и комплектующие детали к ним - в упаковке завода-изготовителя;
- трансформаторы тока - в собственных кожухах, залитыми маслом и герметически закрытыми временными заглушками;
- вводы до 35 кВ включительно, комплектующая аппаратура и приборы, двигатели и насосы, мелкие детали и узлы, крепежные и запасные части в деревянных упаковочных ящиках;
- расширитель и детали его монтажа, охладители, радиаторы, выхлопная труба, каретки с катками, термосифонные фильтры и т.п. - без дополнительной упаковки, но надежно защищенными от попадания влаги во внутренние полости в процессе перевозки.

Транспортировка трансформаторов осуществляется железнодорожным транспортом, при перемещении на большие расстояния, или на платформе автотранспорта соответствующей грузоподъемности.

Показано на рисунке 2.



Рисунок 2 – Перевозка трансформатора, его узлов и деталей ж/д транспортом

При перевозке трансформаторов автотранспортом учитывается:

1. Состояние дорожного покрытия. При перевозке на автомобилях и автотрайлерах покрытие должно быть твердым, транспортировку по грунтовым дорогам выполняют на специальных санях. Проезжая часть не должна иметь выбоин. Ширина проезжей части дороги должна соответствовать выбранному типу транспортного средства (для автотраилеров и саней ширина дороги должна быть не менее 4,5 метров). Уклон дороги на спусках и подъемах не должен превышать 7°. Радиус

поворота дороги должен быть не менее допустимого для используемого транспортного средства.

2. При перевозке большая ось трансформатора должна совпадать с направлением движения. Между днищем трансформатора и платформой транспортного средства необходимо проложить деревянные брусья, выступающие за днище трансформатора на 100-150 мм. Высота бруса должна обеспечивать между элементами бака трансформатора и платформой зазор не менее 15 мм; отношение ширины бруса к высоте должно быть не менее 2:1.



Рисунок 3 – Транспортировка трансформатора

3. При пересечении дороги с ВЛ и линиями связи должны быть обеспечены допустимые расстояния до токоведущих частей. По согласованию с организациями эксплуатирующими указанные линии они могут быть демонтированы на время транспортировки или подняты на безопасную высоту.

4. Грузоподъемность переходов через искусственные и естественные препятствия должна быть достаточной для безопасного транспортирования трансформатора.

Разгрузка

Разгрузка трансформаторов в зависимости от местных условий и возможностей производится подъемным краном или гидравлическими домкратами (в соответствии с ВСН 342-75 [\[скачать документ\]](#)). Разгрузка узлов трансформаторов (радиаторов, расширителей и т.п.) производится краном грузоподъемностью от 3 до 5 т. Показана на рисунке 4.



Рисунок 4 – Разгрузка силового трансформатора краном

Перед разгрузкой трансформатора снимают все распорки, упоры, стальные растяжки, укрепляющие трансформатор на платформе железнодорожного транспорта или автотрайлера. Закрепляют стропы крана за устройства, предназначенные для подъема трансформатора. Трансформатор приподнимают на небольшую высоту (примерно 100 мм) и выдерживают несколько минут для того, чтобы убедиться в правильности проведения такелажных работ (отсутствуют перекосы, равномерно натянуты все ветви стропов, подъемные механизмы работают нормально и т.п.). Далее трансформатор поднимают и устанавливают кареткой на временный или основной фундамент.

При отсутствии крана соответствующей грузоподъемности разгрузка трансформатора может выполняться гидравлическими домкратами. Показано на рисунке 5. На расстоянии 2-3 м от рельса железнодорожного пути укладывают шпальную клетку, высота которой на 50-100 мм выше погрузочной площадки транспортера, ширина определяется габаритами днища трансформатора (обычно принимают на 1 м больше ширины разгружаемого трансформатора).



Рисунок 5 – Разгрузка трансформатора с автотрайлера домкратами

При устройстве шпальной клетки соблюдают следующие основные требования: грунт под клеткой хорошо уплотняют; при наличии насыпного грунта выполняют и хорошо утрамбовывают щебеночную подготовку; при укладке обеспечивают плотную подгонку шпал. Шпалы укладывают следующим образом: нижний ряд и под домкраты – сплошным настилом, все остальные ряды – через одну шпалу; скрепляют шпалы скобами в каждом ряду и между собой; располагают все стыки шпал вразбежку.

Для перемещения трансформатора с транспортера на шпальную клетку прокладывают вспомогательные рельсы. Для установки трансформатора на вспомогательные железнодорожные рельсы следует приподнять домкратами одну сторону трансформатора, убрать опорные брусья (уложенные на время транспортировки), вместо них уложить пять-шесть отрезков досок длиной около 0,5 м, установить вспомогательный рельс, и опустить трансформатор на установленный рельс. Аналогично поднимают другую сторону трансформатора и устанавливают второй рельс.

На шпальную клетку трансформатор перемещают с помощью гидравлических домкратов, электролебедки или другого тягового механизма. После перемещения трансформатора разбирают шпальную клетку. При поочередном подъеме/опускании гидравлическими домкратами сначала одной, затем другой стороны трансформатора, угол наклона должен быть не более 15° .

Ревизия

После доставки и разгрузки трансформатора выполняют его ревизию. При ревизии проверяют:

- наличие всех узлов и деталей в соответствии с комплектующей ведомостью завода-изготовителя;
- механическую целостность бака трансформатора, его узлов и деталей, отсутствие вмятин, трещин, течей и других повреждений, отсутствие трещин и сколов фарфоровой изоляции;
- герметичность бака трансформатора;
- наличие всех пломб, установленных на кранах, пробках и люках трансформатора.

При необходимости ревизии активной части трансформатора выполняют следующие действия:

- берут пробу масла для испытания;
- сливают масло;
- снимают приводы и валы переключателей;
- отключают концы отводов от контакторов, отводы обмоток от контактных зажимов вводов;
- снимают крышку бака трансформатора, поднимают активную часть и опускают на выкладку из шпал или сухих досок; проводят осмотр, необходимые проверки и испытания активной части.

После проведения ревизии оформляется акт приемки трансформатора. С этого момента ответственным за его хранение считается электромонтажная организация.

Хранение

От правильного хранения силовых трансформаторов и их узлов зависит дальнейший объем работ выполняемых до начала монтажа трансформатора, а также его эксплуатационная надежность. Показано на рисунке 6. Нарушение правил хранения может привести к следующему:

1. увлажнению обмоток трансформатора, что потребует проведения его сушки;
2. коррозии деталей трансформатора, что потребует их тщательной очистки и многократной промывки сухим трансформаторным маслом;



Рисунок 6 – Силовой трансформатор со следами коррозии

3. увлажнению маслонаполненных вводов трансформаторов, встроенных трансформаторов тока, что потребует их сушки и смены масла. Как правило, данные мероприятия в монтажных условиях не проводятся, увлажненные вводы отправляют на завод-изготовитель для ремонта или обмена;

4. ухудшению характеристик трансформаторного масла, что потребует выполнения дополнительных работ по его регенерации;

5. механическим повреждениям трансформатора и его узлов.

Устранение дефектов связанных с условиями хранения трансформаторов увеличивает общие затраты на выполнение электромонтажных работ, а также приводит к снижению эксплуатационной надежности трансформатора, так как качественно выполнить их в монтажных условиях затруднительно.

Условия хранения трансформаторов зависят от их типоразмера и способа доставки к объекту монтажа (полностью собранными, залитыми маслом или с частично демонтированными отдельными узлами) и описаны в инструкции завода-изготовителя. Показано на рисунке 7.



Рисунок 7 – Хранение сухого трансформатора в полиэтиленовой пленке

Для трансформаторов прибывших в полностью собранном виде с установленным расширителем и маслом, залитым до нормального уровня, в период хранения фарфоровые вводы закрывают, например, деревянными ящиками. Периодически уровень масла в расширителе проверяется и при его понижении (в связи с изменением температуры) производится доливка масла. При хранении трансформатора более года не реже 1 раза в 3 месяца проверяется электрическая прочность масла. Хранение показано на рисунке 8.



Рисунок 8 – Хранение трансформаторов в полностью собранном виде

Во время хранения необходимо периодически проверять состояние трансформатора. В случае появления подтёков масла и других недостатков должны быть приняты срочные меры по их устранению.

Хранение узлов трансформаторов должно осуществляться следующим образом.

Радиаторы, прибывшие отдельно, следует хранить под навесом, на деревянных брусках, с уплотнением обоих фланцев радиаторов заглушками на резиновых прокладках.

Оборудование для охладительного устройства (насосы, маслоохладительные колонки, адсорберы и т.п.) необходимо хранить в закрытом помещении. Тщательно уплотнить все отверстия узлов оборудования охладительного устройства, через которые может проникнуть влага.

Маслонаполненные малогабаритные вводы напряжением 110 кВ негерметичной конструкции после прибытия на место монтажа необходимо распаковать и установить вертикально на специальных стойках. Показано на рисунке 9.



Рисунок 9 – Хранение ввода в вертикальном положении

Вводы напряжением 110 кВ герметичной конструкции следует хранить в упаковке в горизонтальном положении под навесом, при этом вентили должны быть открыты.

Трансформаторы тока, транспортируемые отдельно, необходимо хранить в помещении (или под навесом) в собственных кожухах, герметически закрытых заглушками и залитых трансформаторным маслом.

Расширитель и выхлопную трубу (прибывшие отдельно), каретки с катками и прочие узлы, транспортируемые без упаковки, следует хранить установленными на деревянных настилах на открытом воздухе под навесом, исключающим прямое попадание атмосферных осадков, предварительно уплотнив все отверстия.

Реле газовое, реле уровня масла, реле RS-1000, термометры, термометрические сигнализаторы, воздухоосушители, комплектующую аппаратуру, крепеж, вводы напряжением 3-35 кВ и прочие узлы необходимо хранить в заводской упаковке в закрытом сухом помещении.

Работы по монтажу трансформатора

К работам по монтажу силовых трансформаторов можно отнести следующие: подготовка к монтажу узлов трансформатора, сборка, заливка маслом и установка трансформатора.

Подготовка к монтажу узлов трансформатора

До начала монтажа необходимо:

1. Подготовить оборудование, приспособления и инструменты, инвентарь и материалы, необходимые для монтажа трансформатора.
2. Следует подготовить комплект приборов и оборудования, необходимый для испытания трансформатора и его узлов.
3. Подготовить узлы трансформатора, очистить их от грязи и влаги, убедиться в отсутствии повреждений, провести соответствующие испытания и проверки.
4. Подготовить оборудование и средства, обеспечивающие соблюдение противопожарных требований при монтаже трансформаторов.

Вводы напряжением 6-35 кВ, транспортируемые отдельно, очищают от пыли, грязи и влаги, убеждаются в сохранности фарфора, затем вводы испытывают повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин.

Вводы 110 кВ герметичной конструкции распаковывают, осматривают, устанавливают в вертикальное положение на специальную стойку и измеряют $\tan \delta$.

Навесную систему охлаждения (типа ДЦ) промывают сухим подогретым трансформаторным маслом и испытывают на герметичность.

У встроенных трансформаторов тока на напряжение 110 кВ испытывают пробивное напряжение масла, проверяют герметичность уплотнений.

Расширитель, выхлопную трубу, термосифонный фильтр испытывают заполнением масла и выдержкой в течение 3 ч. Газовое реле, реле уровня

масла, термометрические сигнализаторы направляют в электролабораторию для проверки.

Сборка трансформаторов

Сборку трансформатора перед его установкой начинают с монтажа радиаторов, расширителя и газового реле, реле уровня масла, воздухоочистительного и термосифонного фильтра и заканчивают установкой вводов, встроенных трансформаторов тока и приборов контроля. Изображено на 10 рисунке.



Рисунок 10 – Сборка трансформаторов

Монтаж составных частей трансформатора, требующий разгерметизации следует проводить в сухую и ясную погоду. Температура активной части должна превышать температуру точки росы окружающего воздуха не менее чем на 5°C и во всех случаях должна быть не ниже 10°C . Если эти требования не обеспечиваются, то трансформатор необходимо нагреть. При относительной влажности воздуха более 85% разгерметизация допустима только в закрытом помещении. На рисунке 11 изображены монтажные работы трансформатора в зимнюю погоду.



Рисунок 11 – Монтажные работы в зимнее время

Время нахождения трансформатора в разгерметизированном состоянии зависит от относительной влажности воздуха и не должно превышать: 16 ч при относительной влажности до 75%, 12 ч для трансформаторов до 35 кВ и 10 ч для трансформаторов 100 кВ и выше при относительной влажности до 85%. Началом разгерметизации считают начало слива масла или для трансформаторов без масла — вскрытие заглушки. Окончанием разгерметизации считают начало заливки маслом или вакуумирования перед заливкой масла.

Установка трансформаторов

На подстанциях с высоким напряжением 35 кВ и выше применяется, как правило, открытая установка трансформаторов. Закрытая установка применяется только в районах с высокой степенью загрязнения окружающей среды, либо в районах жилой застройки для ограничения уровня шума.

На рисунке 12 показана установленная подстанция.



Рисунок 12 – Трансформаторная подстанция закрытого типа

Трансформаторы могут устанавливаться на каретке с катками или на фундамент. На каретках устанавливают трансформаторы на подстанциях закрытого типа, а также на подстанциях имеющих стационарные устройства для ремонта трансформаторов (башни) и рельсовые пути перекатки.

Для подъема и установки трансформатора на место могут использоваться краны, лебедки, полиспасты, домкраты и другие средства. При эксплуатации трансформаторов, снабженных газовой защитой, газы, выделяемые неисправным трансформатором, должны без затруднений достигать газового реле. Для этого трансформаторы устанавливают так, чтобы крышка трансформатора имела подъем к газовому реле не менее 1-1,5%, а маслопровод от трансформатора к расширителю — не менее 2-3%. Трансформаторы мощностью до 1000 кВА, не имеющие газового реле, устанавливают без подъема крышки.

Заливка и доливка трансформаторов маслом.

Доливку масла необходимо производить после проверки герметичности уплотнений, испытания пробы масла из трансформатора и предварительной проверки характеристик изоляции. Показано на рисунке 13.



Рисунок 13 – Отбор пробы трансформаторного масла

Все трансформаторы, поставляемые без масла или не полностью залитые маслом, должны быть залиты или долиты маслом в возможно короткий срок. Например, трансформаторы напряжением 110 кВ независимо от мощности, транспортируемые с завода-изготовителя заполненными маслом, но без расширителя, а также транспортируемые без масла, должны быть долиты или залиты маслом не позднее чем через 3 месяца со дня прибытия на площадку.

В трансформаторы, прибывшие с завода, заливают только свежее масло, показатели качества которого соответствуют требованиям ПУЭ. Скорость заливки не должна превышать 3 т/ч.

Трансформаторы напряжением до 35 кВ включительно следует заливать маслом, имеющим температуру не ниже 10 °С, без вакуума. Температура активной части трансформатора должна быть выше температуры масла. Трансформаторы напряжением 110 кВ необходимо заливать маслом под вакуумом.

Температура доливаемого масла не должна отличаться от температуры масла в трансформаторе более чем на 5° С и иметь температуру не ниже 10° С. Масло заливают непрерывно, пока не закроются все обмотки или изоляционные детали, расположенные выше ярма. Уровень масла устанавливают в зависимости от его температуры по имеющимся на указателе уровня контрольным меткам. Далее масло отстаивается в течении 12 ч, если после отстоя уровень масла понизится ниже допустимого, то масло доливают.

Ввод трансформатора в эксплуатацию

Работы по вводу трансформатора в эксплуатацию предполагают проведение его испытания, а также пробное включение.

Приемо-сдаточные испытания силовых трансформаторов

Полностью смонтированный трансформатор подвергается приемо-сдаточным испытаниям (более 20 типов испытаний), в объем которых входят:

- определение условий включения трансформатора без сушки;
- измерение сопротивления обмоток постоянному току;
- измерение сопротивления и испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции обмоток и изоляции конструктивных элементов (стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярмов и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно активной стали и электрических экранов относительно обмоток и магнитопровода);
- определение влажности изоляции (проводится у трансформаторов напряжением 110 кВ и мощностью 63 МВА и более);
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь (проводится у трансформаторов напряжением 35 кВ и выше);
- измерение тока и потерь холостого хода (проводится у трансформаторов мощностью 1000 кВА и более);
- измерение сопротивления короткого замыкания (проводится у трансформаторов мощностью 63 МВА и более);
- испытание бака на герметичность;
- испытание трансформаторного масла;
- проверка коэффициента трансформации, группы соединения, работы переключающего устройства, устройств охлаждения, предохранительных устройств (предохранительного и отсечного клапанов, выхлопной трубы), газового реле, средств защиты масла от воздействия окружающего воздуха (воздухоосушителя, установок азотной и пленочной защит масла, термосифонного и адсорбционного фильтров) и т.д.

При проведении испытаний следует руководствоваться ГОСТ 3484 [\[скачать документ в rar-архиве\]](#), ГОСТ 1516 [\[скачать документ в rar-архиве\]](#), СТП 09110.20.366-08 [\[скачать pdf-документ\]](#).

Пробное включение.

После окончания работ по сборке, установке и заливке/доливке масла к трансформатору присоединяют шины, кабели, а также выполняют его заземление. Включение трансформатора можно производить не ранее, чем через 12 ч после последней доливки. При этом максимальная защита не должна иметь выдержку времени на отключение, а контакты газовой защиты должны быть присоединены на отключение выключателя.

В трансформаторах с маслоохладительной системой ДЦ для возможности прослушивания на холостом ходу трансформатор включают при отключенной системе охлаждения. При этом температура верхних слоев масла не должна превышать 75 °С.

Пробное включение производится на номинальное напряжение на время не менее 30 минут в течение которого следят за состоянием трансформатора. При нормальной работе трансформатора звук должен быть ровным (без резкого гудения, повышенного местного шума, треска внутри трансформатора).

- Трансформатор немедленно отключают в следующих случаях:

- повышенного (неравномерного) шума или потрескивания внутри трансформатора;
- ненормально возрастающей температуры масла;
- выброса масла из расширителя или разрыва диафрагмы выхлопной трубы;
- течи масла, вызывающей резкое снижение уровня масла в расширителе;
- отсутствия масла в расширителях маслонеполненных вводов;
- появления трещин, отколов на изоляторах или при наличии на них признаков перекрытия;
- других явных признаков нарушения нормального режима работы трансформатора.

Для трансформаторов мощностью более 1000 кВА производят 3-4 включения трансформатора толчком на полное номинальное напряжение для проверки отстройки установленной защиты от бросков намагничивающего тока.

При удовлетворительных результатах пробного включения трансформатор может быть включен под нагрузку и сдан в эксплуатацию.

Сушка (прогрев) трансформатора

Трансформаторы вводят в эксплуатацию без сушки, если условия транспортирования, хранения и монтажа соответствовали требованиям ГОСТ 11677-85 [\[скачать документ\]](#). В противном случае проводят один из видов сушки (прогрева): контрольную подсушку, контрольный прогрев или сушку трансформатора. Сушку следует проводить в соответствии с ВСН 342-75 [\[скачать документ\]](#).

Методы сушки

Сушка (прогрев) трансформатора проводится одним из следующих методов:

- индукционный нагрев за счет вихревых потерь в стали бака;
- токами короткого замыкания;
- постоянным током;
- токами нулевой последовательности;
- циркуляцией масла через электронагреватели;
- нагревом бака инфракрасным излучением;
- обдувом горячим воздухом в утепленном укрытии или сушильном шкафу.

При необходимости производится дополнительный прогрев трансформатора с помощью электропечей закрытого типа, устанавливаемых под дно трансформатора.

Выбор метода сушки зависит от следующих факторов: степени увлажненности трансформатора, его габаритов, наличие источников нагрева, оборудования, приспособлений и т.д.

Метод индукционных потерь в стали бака, основан на использовании вихревых токов, создаваемых индукционной обмоткой, наложенной на поверхность стального бака. При прохождении тока по индукционной

обмотке стенки бака нагреваются, а их тепло передается магнитопроводу и обмотке, находящимся в баке трансформатора. Для сушки методом индукционных потерь стенки бака, крышку и дно утепляют несколькими слоями листового асбеста или другого негорючего материала, поверх которого накладывают намагничивающую обмотку из провода с теплостойкой изоляцией. Для прогрева дна бака дополнительно применяют закрытые электронагревательные печи или тепловоздуховки.

Прогрев постоянным током основан на пропуске через обмотки трансформатора тока близкого номинальному значению. Обычно постоянный ток пропускают только по обмоткам высокого и среднего напряжения. Наиболее целесообразными являются схемы, у которых обмотки всех трех фаз обтекаются прогреваемым током, что может быть обеспечено соответствующим параллельным или последовательным соединением обмоток трансформатора. Указанные схемы соединения обмоток можно осуществить для трансформаторов, у которых звезда и треугольник выведены на крышке бака, или у трансформаторов с регулировкой напряжения под нагрузкой. Иногда применяют менее эффективные схемы с последовательным соединением обмоток только двух фаз или схемы, в которых две фазы соединены параллельно, а третья включена последовательно с ними.

Схемы изображены на 14-16 рисунке.

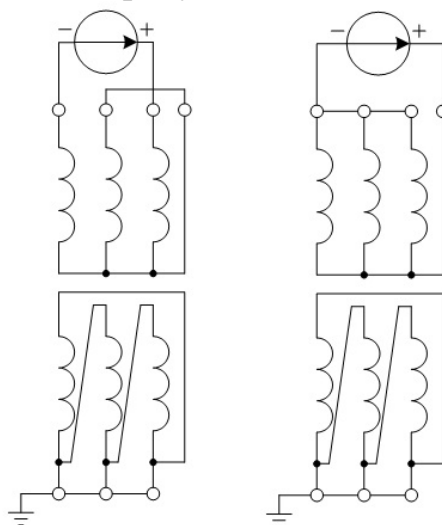


Рисунок 14 – Схемы включения обмоток двухобмоточного трансформатора для прогрева методом постоянного тока

Бак трансформатора и обмотки не участвующие (если они электрически не связаны с прогреваемыми обмотками) в прогреве закорачивают и заземляют.

Сушку токами нулевой последовательности применяют для трансформаторов небольшой мощности (до 400 кВА). При этом способе вторичные обмотки трансформатора подключают к сети по одной из схем, приведенных на рисунке ниже.

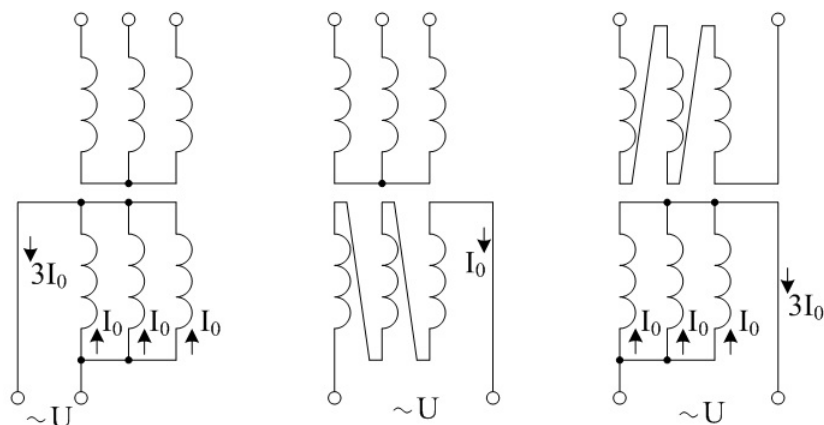


Рисунок 15 – Схемы сушки трансформаторов токами нулевой последовательности

Поскольку обмотка высшего напряжения остается разомкнутой, должны быть приняты меры безопасности, так как на ней может появиться высокое напряжение. В результате воздействия одинаковых по величине и совпадающих по фазе магнитных потоков в меди и магнитопроводе будет выделяться теплота. Данный способ отличается простотой, но не применим при соединении вторичных обмоток в треугольник.

Методом короткого замыкания прогрев производится за счет тепла, выделяемого потерями в обмотках, добавочными потерями от вихревых токов в проводниках обмоток, потерями в активной стали магнитопровода, в металлических конструктивных деталях активной части и стенках бака, вызываемыми магнитным полем рассеяния обмоток. При прогреве методом короткого замыкания одну из обмоток трансформатора (обычно низшего напряжения) замыкают на зажимах вводов накоротко, а другую питают от источника переменного тока промышленной частоты.

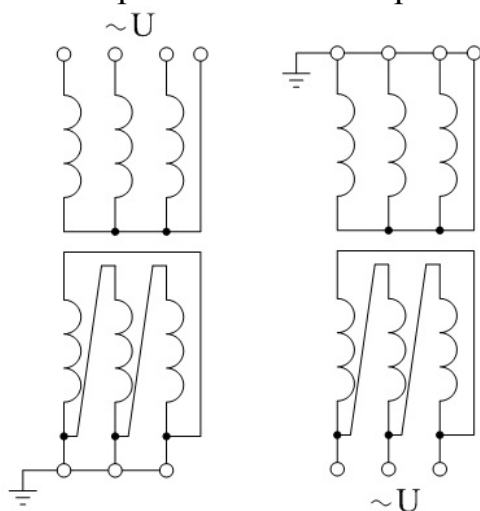


Рисунок 16 – Схемы включения обмоток двухобмоточного трансформатора для прогрева методом короткого замыкания

При этом ток прогрева зависит от мощности короткого замыкания трансформатора и не должен превышать: 100% от номинального линейного тока питаемой обмотки при включенном устройстве охлаждения

трансформатора; 70% - при отключенном устройстве охлаждения трансформатора.

Виды сушки (прогрева) трансформатора

Как уже отмечалось выше, различают несколько видов сушки (прогрева) трансформаторов: контрольный прогрев, контрольная подсушка и сушка.

Контрольный прогрев производят в одном из следующих случаев:

- присутствуют признаки увлажнения масла или характеристики изоляции не соответствуют нормам;
- продолжительность хранения трансформатора без доливки масла превышает установленный срок, но не более 7 мес.;
- время пребывания активной части на воздухе при слитом масле превышает нормы, но не более чем в 2 раза;

Целью контрольного прогрева является улучшение характеристик изоляции до уровня, позволяющего включение трансформатора без сушки.

Контрольный прогрев проводят на трансформаторах с установленными вводами, расширителем, выхлопной трубой и задействованной газовой защитой. При смонтированной системе охлаждения охлаждающие устройства отсоединяют от трансформатора путем перекрытия задвижек (кранов) на маслопроводе. Два охладителя, места подсоединения которых к баку наиболее удалены друг от друга, оставляют с открытыми задвижками и используют в период прогрева для обеспечения принудительной циркуляции масла в трансформаторе при работающих маслонасосах и отключенном охлаждении.

Контрольный прогрев производят с маслом, без вакуума до достижения температуры верхних слоев масла, превышающей максимальную из указанных в паспорте трансформатора температур, при которых производилось измерение характеристик изоляции:

- при прогреве методом короткого замыкания или постоянным током - на 5 °С;
- при прогреве индукционным методом или циркуляцией масла через электронагреватели - на 15 °С.

Контрольный прогрев трансформаторов методом короткого замыкания и постоянным током запрещается в случае обнаружения или предположения на активной части каких-либо дефектов, а также до проведения и получения положительных результатов ряда испытаний.

Температура верхних слоев масла при контрольном прогреве не должна превышать 75 °С.

Контрольная подсушка производится в следующих случаях:

- характеристики изоляции после контрольного прогрева не соответствуют нормам;
- трансформатор хранился без масла от 7 месяцев до года;

Контрольную подсушку следует выполнять при температуре верхних слоев масла 80 °С и максимальном вакууме, предусмотренном конструкцией бака трансформатора. Для выравнивания температуры и влажности слоев

масла через каждые 12 ч подсушки необходимо в течение 4 ч осуществлять его циркуляцию через трансформатор масляным насосом производительностью 4-6 м³/ч. При проведении контрольной подсушки трансформатор должен быть залит маслом до уровня на 150-200 мм ниже крышки. На 17 рисунке показана схема подсушки.

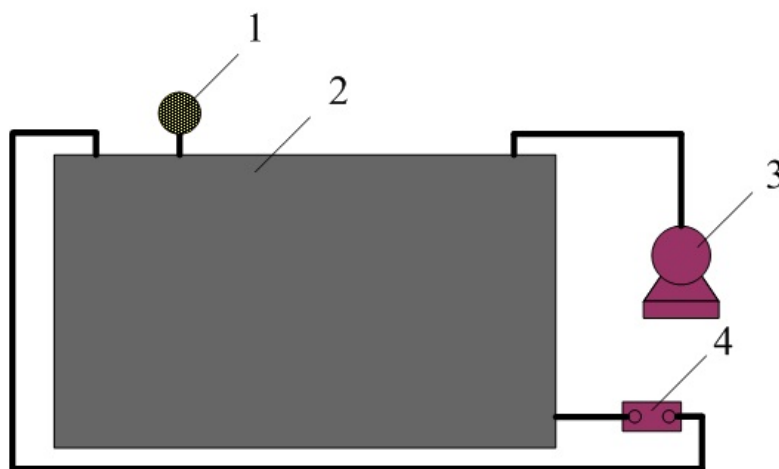


Рисунок 17 – Схема контрольной подсушки: 1 - вакуумметр; 2 - бак трансформатора; 3 - вакуумный насос; 4 - масляный насос.

Таблица 1 - Продолжительность прогрева трансформаторов при 80 °С

Напряжение трансформатора, кВ	Мощность трансформатора, кВА	Время прогрева, ч
до 35 включительно	всех мощностей	48
110	менее 80000	48
110	80000	54

Сушка производится в следующих случаях:

- на активной части или в баке обнаружены следы воды;
- трансформатор хранился без масла или без доливки масла более 1 года;
- индикаторный силикагель увлажнен (потерял голубой цвет);
- время пребывания активной части на воздухе при слитом масле превышает нормы более чем в 2 раза;
- характеристики изоляции после контрольной подсушки не соответствуют нормам.

Чаще всего для сушки трансформатора используют следующие методы: индукционным нагревом в собственном баке; токами нулевой последовательности в собственном баке; нагревом бака инфракрасным излучением; в специальной сушильной камере с вакуумом или без вакуума.

Сушку активной части трансформатора производят без масла в собственном баке с прогревом методом индукционных потерь и дополнительным обогревом дна бака. Сушка трансформатора проводится под

вакуумом. При сушке трансформаторов не допускается прогрев методом короткого замыкания или постоянным током. Также следует помнить, что сушка загрязненной активной части трансформатора запрещается.

На 18 рисунке показан подъем акт части трансформатора.



Рисунок 18 – Подъем активной части трансформатора

Перед сушкой трансформатора производят следующие подготовительные операции:

- сливают масло из трансформатора в чистые бочки;
- отвертывают болты, крепящие крышку к баку, и, прикрепив стропы к подъемным кольцам, поднимают выемную часть с помощью подъемных механизмов;
- устанавливают сердечник трансформатора на деревянном помосте высотой 0,3-0,5 м и в случае наличия загрязнения, продувают обмотки и магнитопровод сухим сжатым воздухом и промывают от грязи и шлама, поливая их чистым сухим трансформаторным маслом, подогретым до 40° С;
- очищают бак от грязи, промывают сухим трансформаторным маслом и опускают сердечник в бак, предварительно укрепив на его обмотках и магнитопроводе термопары.

При сушке трансформатора обеспечивают температуру обмоток не ниже 95 °С, а магнитопровода - не ниже 90 °С. Температура изоляции обмоток, магнитопровода и других изоляционных частей в процессе сушки не должна превышать 105, а стенок, дна и крышки бака 115 °С

При температуре окружающего воздуха ниже 15 °С сушку и пропитку активной части производят в помещении или тепляке, построенном из лесоматериалов и обитом изнутри негорючим материалом. [Расстояние между стенками бака трансформатора и стенами тепляка должно быть не менее 1,5 м, расстояние от крышки трансформатора до потолка тепляка 1,5 м. В тепляке должно быть не менее двух дверей, расположенных в

противоположных стенках, и достаточная освещенность. Установка в тепляке оборудования для заливки масла запрещается.]

Сушка считается законченной:

- для трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно - если значение сопротивления изоляции обмоток останется неизменным в течение не менее 6 ч;

- для трансформатора напряжением 110 кВ - если характеристики изоляции обмоток остаются постоянными в течение не менее 48 ч.

Общая продолжительность сушки, не считая времени прогрева, должна быть не менее 10 сут.

Нормативные документы по эксплуатации силовых трансформаторов

В процессе эксплуатации силовых трансформаторов используют следующие нормативные документы.

- Общие правила по эксплуатации трансформаторов описаны в СТО 56947007-29.180.01.048-2010 «Инструкция по эксплуатации трансформаторов» [\[скачать документ\]](#).

- Указания по обслуживанию маслонаполненных вводов на напряжение 110-750 кВ приводятся в РД 34.46.503 «Типовая инструкция по эксплуатации маслонаполненных вводов на напряжение 110-750 кВ» [\[скачать документ\]](#).

- Методы технического и оперативного обслуживания, принцип действия, конструкция и технические данные газовой защиты описаны в РД 153-34.0-35.518-2001 «Инструкция по эксплуатации газовой защиты» [\[скачать документ\]](#).

- Правила эксплуатации других узлов трансформатора и вспомогательного оборудования (охлаждающих устройств, вентиляторов, насосов и т.д.) приводятся в руководствах по эксплуатации заводов-изготовителей этих устройств.

- Требования к ведению капитального ремонта силовых трансформаторов общего назначения напряжением 110-1150 кВ приведены в РДИ 34-38-058-91 «Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы напряжением 110-1150 кВ, мощностью 80 МВА и более. Капитальный ремонт» [\[скачать документ\]](#).

- Обследование технического состояния силового трансформатора должно проводиться в соответствии с РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования РАО «ЕС России»» [\[скачать документ\]](#) или СТП 09110.20.366-08 «Нормы и объем испытаний электрооборудования Белорусской энергосистемы» [\[скачать документ\]](#), а также в соответствии с руководствами заводов-изготовителей.

- Мониторинг состояния трансформатора должен проводиться в соответствии с СТО 56947007-29.200.10.011-2008 «Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования» [\[скачать документ\]](#).

– Рекомендации по эксплуатации трансформаторов с нагрузкой, превышающей номинальное значение даны: для масляных – в ГОСТ 14209-97 [\[скачать документ\]](#); для сухих – в ГОСТ Р 54419-2011 [\[скачать документ\]](#).

Осмотр трансформаторов

В процессе эксплуатации трансформаторов проводят их периодические и внеочередные осмотры. В электроустановках с постоянным дежурным персоналом трансформаторы осматривают один раз в сутки, в остальных электроустановках — один раз в месяц. Внеочередные осмотры проводят после отключений, в результате срабатывания защиты, или при резком понижении температуры окружающей среды, так как в этом случае масло может уйти из расширителя.

При осмотрах силовых трансформаторов:

1. Проверяют по амперметрам их нагрузку. Так как степень нагрева трансформатора определяется в основном величиной нагрузки, то за ней ведется систематический контроль, осуществляемый по показаниям амперметров, которыми снабжены трансформаторы мощностью 1000 кВА и выше.

2. Осуществляют контроль за температурой верхних слоев масла, а также температуру окружающей среды. При работе трансформатора с температурой выше допустимой, сокращается срок службы изоляции обмоток и находящегося в нем изоляционного масла. Для контроля за температурой обычно на крышке трансформатора установлен ртутный термометр, либо термосигнализатор. По действующему ГОСТу указанная температура при максимально допустимой температуре окружающего воздуха (35°) не должна превышать 95°, а превышение температуры масла над температурой окружающей среды не должно быть более 60°.

3. Обращают внимание на уровень и цвет масла, находящегося в трансформаторе. Уровень масла должен находиться на контрольной черте. Хорошее масло имеет светло-желтый цвет.

4. Тщательно осматривают внешнее состояние изоляторов, на которых могут появляться трещины, иметь место вытекания мастики, следы перекрытий, загрязнение и другие дефекты.

5. Производят тщательный наружный осмотр состояния заземления трансформатора и проверяют, не вытекает ли масло из его кожуха.

6. Внимательно прислушиваясь к шуму, которым сопровождается работа трансформатора (гудение должно быть равномерным без изменения уровня и тона звука). Для прослушивания отключают вентиляторы системы охлаждения трансформатора. Если внутри трансформатора прослушивается явно посторонний шум (потрескивание, щелчки и т.п.), трансформатор необходимо отключить.

7. Контролируют величину первичного напряжения. Максимально допустимое превышение первичного напряжения принимается для трансформаторов равным 5% от напряжения, соответствующего данному ответвлению.

8. При установке трансформатора внутри помещения оценивается состояние помещения, проверяют наличие средств пожаротушения, исправность системы вентиляции.

" Приемосдаточные испытания силового масляного трансформатора ТМГ11-1600

Абсолютно все электрооборудование (электродвигатели, трансформаторы, выключатели, кабели и т.д.) вновь вводимое в эксплуатацию подвергается приемо-сдаточным испытаниям с целью контроля технического состояния.

Объем и нормы испытаний силовых трансформаторов указаны в ПУЭ (Глава 1.8) и РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» (п.6). Не лишним будет заглянуть и в паспорт или руководство по эксплуатации от заводов-изготовителей, особенно, это касается иностранного или нестандартного электрооборудования. В процессе эксплуатации необходимо руководствоваться ПТЭЭП (Приложение 3, п.2).

Внешний вид двухтрансформаторной комплектной трансформаторной подстанции (КТПН) напряжением 10/0,4 (кВ) показан на 19 рисунке.



Рисунок 19 – Двухтрансформаторная подстанция

В КТПН установлены два трансформатора типа ТМГ11 мощностью 1600 (кВА). Показан на 20-21 рисунках.



Рисунок 20 – Трансформатор типа ТМГ11

Расшифровка ТМГ11-1600/10-У1:

- Т — трансформатор
- М — масляный
- Г — герметичный
- 11 — серия и модификация
- 1600 — мощность, кВА
- 10 — номинальное напряжение, кВ
- У1 — климатическое размещение и исполнение от -45°C до +40°C

В герметичных трансформаторах масло не сообщается с окружающим воздухом, в отличие от трансформаторов с расширителями. Герметичные трансформаторы до самой крышки заполнены маслом. За счет изменения объема гофрированных стенок бака, они выдерживают температурное расширение объема масла.



Рисунок 21 – Трансформатор типа ТМГ11

Приемо-сдаточные испытания силового масляного трансформатора ТМГ11-1600 (кВА)

Приемо-сдаточные испытания силовых масляных трансформаторов ТМГ11-1600/10-У1 на комплектной трансформаторной подстанции наружной установки (КТПН) напряжением 10/0,4 (кВ).

Представленный объем приемо-сдаточных испытаний применим для всех силовых масляных (маслонаполненных) трансформаторов мощностью от 630 (кВА) до 1600 (кВА).

Для масляных трансформаторов мощностью до 630 (кВА) и более 1600 (кВА), а также для сухих трансформаторов перечень испытаний будет несколько отличаться, но об этом я расскажу Вам в следующих своих статьях с соответствующими примерами.

Напомню, что абсолютно все электрооборудование (электродвигатели, трансформаторы, выключатели, кабели и т.д.) вновь вводимое в эксплуатацию подвергается приемо-сдаточным испытаниям с целью контроля технического состояния.

Объем и нормы испытаний силовых трансформаторов указаны в [ПУЭ \(Глава 1.8\)](#) и РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» (п.6). Не лишним будет заглянуть и в паспорт или руководство по эксплуатации от заводов-изготовителей, особенно, это касается иностранного или нестандартного электрооборудования. В процессе эксплуатации необходимо руководствоваться ПТЭЭП (Приложение 3, п.2), но об эксплуатационных испытаниях трансформаторов я расскажу Вам в следующий раз.

Внешний вид двухтрансформаторной комплектной трансформаторной подстанции (КТПН) напряжением 10/0,4 (кВ).

В КТПН установлены два трансформатора типа ТМГ11 мощностью 1600 (кВА).

Расшифровка ТМГ11-1600/10-У1:

- Т — трансформатор
- М — масляный
- Г — герметичный
- 11 — серия и модификация
- 1600 — мощность, кВА
- 10 — номинальное напряжение, кВ
- У1 — климатическое размещение и исполнение от -45°C до +40°C

В герметичных трансформаторах масло не сообщается с окружающим воздухом, в отличие от трансформаторов с расширителями. Герметичные трансформаторы до самой крышки заполнены маслом. За счет изменения объема гофрированных стенок бака, они выдерживают температурное расширение объема масла.

Основные технические данные трансформатора ТМГ11-1600/10-У1 (фото бирки) на 22 рисунке. Схема показана на 23 рисунке. На 24 рисунке внешний вид самой подстанции.

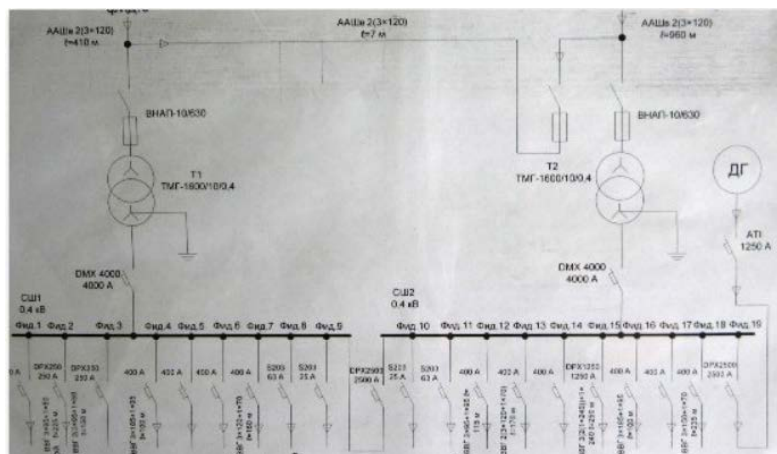


Рисунок 23 – Схема электроснабжения КТПН

Как видите, помимо двух независимых взаимно резервирующих вводов, имеется еще и третий источник питания — это дизель-генераторная установка. Ее мощность я не посмотрел, но выглядит она очень солидно, правда работает так, что уши закладывает — без берушей не обойтись.



Рисунок 24 – КТПН в действительности

Приемо-сдаточные испытания силового масляного трансформатора ТМГ11-1600 (кВА)

Представленный в статье объем приемо-сдаточных испытаний применим для всех силовых масляных (маслонаполненных) трансформаторов мощностью от 630 (кВА) до 1600 (кВА).

Для масляных трансформаторов мощностью до 630 (кВА) и более 1600 (кВА), а также для сухих трансформаторов перечень испытаний будет

несколько отличаться, но об этом я расскажу Вам в следующих своих статьях с соответствующими примерами.

Напомню, что абсолютно все электрооборудование (электродвигатели, трансформаторы, выключатели, кабели и т.д.) вновь вводимое в эксплуатацию подвергается приемо-сдаточным испытаниям с целью контроля технического состояния.

Объем и нормы испытаний силовых трансформаторов указаны в [ПУЭ \(Глава 1.8\)](#) и РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» (п.6). Не лишним будет заглянуть и в паспорт или руководство по эксплуатации от заводов-изготовителей, особенно, это касается иностранного или нестандартного электрооборудования. В процессе эксплуатации необходимо руководствоваться ПТЭЭП (Приложение 3, п.2), но об эксплуатационных испытаниях трансформаторов я расскажу Вам в следующий раз.

Для начала несколько слов об объекте.

Внешний вид двухтрансформаторной комплектной трансформаторной подстанции (КТПН) напряжением 10/0,4 (кВ).

В КТПН установлены два трансформатора типа ТМГ11 мощностью 1600 (кВА).

Расшифровка ТМГ11-1600/10-У1:

- Т — трансформатор
- М — масляный
- Г — герметичный
- 11 — серия и модификация
- 1600 — мощность, кВА
- 10 — номинальное напряжение, кВ
- У1 — климатическое размещение и исполнение от -45°C до +40°C

В герметичных трансформаторах масло не сообщается с окружающим воздухом, в отличие от трансформаторов с расширителями. Герметичные трансформаторы до самой крышки заполнены маслом. За счет изменения объема гофрированных стенок бака, они выдерживают температурное расширение объема масла.

Основные технические данные трансформатора ТМГ11-1600/10-У1 (фото бирки).



Рисунок 22 – Основные тех. данные трансформатора

Как видите, помимо двух независимых взаимно резервирующих вводов, имеется еще и третий источник питания — это дизель-генераторная установка. Ее мощность я не посмотрел, но выглядит она очень солидно, правда работает так, что уши закладывает — без берушей не обойтись.

Потребителей этой КТПН, согласно ПУЭ, можно с легкостью отнести к особой группе первой категории.

Испытание трансформатора ТМГ11-1600

Итак, начнем по-порядку.

Я буду руководствоваться следующими НТД:

- ПУЭ, Глава 1.8, п. 1.8.16 «Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы и заземляющие дугогасящие реакторы (дугогасящие катушки)»
- РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» (п.6).
- инструкция завода-изготовителя

1. Осмотр трансформатора

При осмотре нужно уделить внимание на целостность бака и радиаторов трансформатора, состояние проходных изоляторов ВН и НН (отсутствие на них сколов и трещин), уровень масла в баке и отсутствие его течи, наличие и целостность пломб на крышке, заливочном патрубке, маслоуказателе и пробке для слива масла. Рисунки 25-27 – изображение маслоуказателей и контуров заземления.



Рисунок 25 - Поплавок красного цвета в маслоуказателе



Рисунок 26 - Маслоуказатель



Рисунок 27 – корпус трансформатора заземлен на [контур заземляющего устройства \(ЗУ\) подстанции](#)

Определение условий включения трансформаторов без сушки

Условия включения трансформаторов без сушки указаны в инструкции завода-изготовителя. В инструкции сказано, что вновь вводимый в работу трансформатор ТМГ11 может быть включен без сушки при соответствии сопротивления изоляции обмоток ВН и НН.

Таким образом, получается, что трансформатор допускается включать без сушки, если сопротивление изоляции обмоток ВН и НН за время 1 минуту (R60) будет соответствовать нормам действующих нормативно-технических документов (их список я указал чуть выше по тексту).

Измерение сопротивления изоляции обмоток трансформатора

Все испытания должны быть проведены в нормальных условиях окружающего воздуха.

Для замера сопротивления изоляции обмоток необходим мегаомметр с напряжением 2500 (В). В парке [приборов нашей электролаборатории](#) имеются следующие типы мегаомметров:

- М4100/5 напряжением 2500 (В)
- ЭСО202/2 напряжением от 500-2500 (В)
- Ф4102/1-1М напряжением от 500-2500 (В)
- МІС-2500 напряжением от 50-2500 (В)



Рисунок 28 – М4100/5 в карболитовом «чемоданчике» и МІС-2500 от Sonel.

Единственным минусом МІС-2500 является то, что на дальних подстанциях при больших количествах замеров у него совсем не вовремя может разрядиться аккумулятор, в остальном — только плюсы. Например, МІС-2500 может автоматически разряжать линию после замера, что очень удобно в плане электробезопасности. Поэтому на дальние подстанции для испытаний я всегда с собой беру сразу оба мегаомметра.

Производить замер сопротивления изоляции необходимо при температуре обмоток трансформатора не ниже 10°C. Если температура ниже 10°C, то трансформатор следует нагреть в теплом помещении, электропечью или индукционным методом. Температуру обмоток можно определять по температуре верхних слоев масла, т.е. можно ориентироваться по жидкостному термометру.

В моем случае температура обмоток составляет около 30°C

Минимальные значения сопротивления изоляции, в зависимости от температуры обмоток приведены в таблице. Она подходит для всех масляных трансформаторов напряжением до 35 (кВ) включительно мощностью до 10 (МВА):

Температура обмоток, °C	10	20	30	40	50	60	70
R ₆₀ , МОм	450	300	200	130	90	60	40

Испытуемый трансформатор ТМГ11 является двухобмоточным, поэтому замер сопротивления изоляции будем проводить по следующей схеме:

- ВН — земля
- НН — земля
- ВН — НН

При проведении измерения все не испытываемые обмотки и бак трансформатора нужно заземлять.

Согласно вышеприведенной таблицы, при температуре 30°C сопротивление изоляции обмоток должно быть не менее 200 (МОм). Вот, что у меня получилось:

Схема измерения	Сопротивление изоляции, МОм		
	R60	R15	R60/R15
ВН-земля	58800	29600	1,99
НН-земля	40200	22700	1,77
ВН-НН	48400	28200	1,72

Как видите, сопротивление изоляции у обмоток ВН и НН трансформатора находится в норме (см. графу R60), причем даже с очень большим запасом.

Помимо сопротивления изоляции обмоток трансформатора (R60), я решил измерить его коэффициент абсорбции (R60/R15). По показаниям коэффициента абсорбции можно сделать выводы об увлажненности обмоток трансформатора и необходимости его сушки.

Коэффициент абсорбции вычисляется следующим образом. Сначала измеряется величина сопротивления изоляции обмотки за время 15 секунд (R15), затем измеряется сопротивление изоляции этой же обмотки, только за

время 60 секунд (R60). После этого значение (R60) делится на значение (R15). Это не обязательный замер для нашего случая, но им я никогда не пренебрегаю, тем более с помощью МІС-2500 делается это быстро и полностью автоматически.

Коэффициенты абсорбции (R60/R15) обмоток ВН и НН испытываемого трансформатора ТМГ11 находятся в пределах нормы. Напомню, что минимальный уровень этого коэффициента для трансформаторов должен быть не ниже 1,3.

4. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Для проведения этого измерения в нашей ЭТЛ имеется прибор-микроомметр ММР-600 от Sonel, правда пару лет назад мне его пришлось перепрошить для проведения замеров сопротивления обмоток с гораздо большей индуктивностью, нежели это было изначально заложено в приборе. Прибор показан на 29 рисунке.



Рисунок 29 – Внешний вид ММР-600.

До этого очень долгое время мы пользовались миллиомметром ИТА-2, но на последней поверке его забраковали по нескольким пределам измерений, поэтому сейчас мы его практически не применяем

Кстати, при замере сопротивления с помощью ИТА-2 процесс измерения шел очень долго по сравнению с ММР-600. Из-за большой индуктивности обмоток трансформатора ИТА-2 долгое время устанавливал значение — приходилось ждать по несколько десятков минут, да к тому же и показания у него несколько «плавали».

Замер сопротивления обмоток постоянному току необходимо проводить при установившейся температуре трансформатора на всех ответвлениях обмоток.

На крышке трансформатора расположен переключатель ответвлений обмоток типа ПТРЛ-10/125-6-96У1. Данное обозначение расшифровывается,

как П — переключатель, Т — трехфазный, Р- тип переключателя (реечный), Л — лимбовый привод, 10 — класс напряжения.

Регулирование напряжения происходит в ручную по высокой стороне (ВН) в пределах от -5% до +5% от номинального напряжения 10 (кВ) без возбуждения (ПБВ), т.е. при обязательном отключении трансформатора от сети, причем как по высокой стороне, так и по низкой. Рисунок 30 показывает переключатель ступеней.



Рисунок 30 – Переключатель ступеней переключения

Всего имеется 5 ступеней переключения:

- I (+5%)
- II (+2,5%)
- III 10000 (В)
- IV (-2,5%)
- V (-5%)

Схема соединения ответвлений обмоток (схема «звезда» без нуля) рисунок 31:

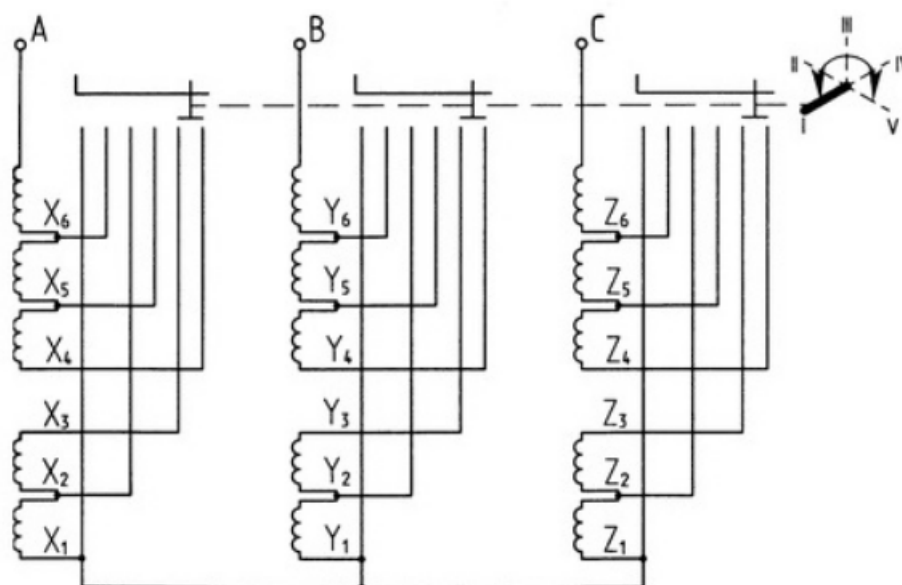


Рисунок 31 – схема соединения ответвлений обмоток (схема «звезда» без нуля)

На схеме изображено первое положение I (+5%). При переключении на второе и последующие положения сопротивление обмоток будет уменьшаться.

Фиксация положения переключателя осуществляется специальным фиксирующим устройством, расположенным в приводе внутри бака трансформатора, и винтом с контргайкой, расположенными в рукоятке привода.

Чтобы переключить ступень, на рукоятке необходимо отвернуть контргайку винта и вывернуть его вверх. Затем нужно повернуть рукоятку переключателя до требуемого положения, ориентируясь по стрелке указателя, завернуть винт до упора и убедиться, что он зашел в отверстие указателя, после чего завернуть контргайку.

За отсчет температуры можно аналогично, как и при замере сопротивления изоляции, принимать температуру в верхних слоях масла по жидкостному термометру.

Полученное значение сопротивления не должно отличаться более, чем на 2% от полученных значений сопротивлений соседних фаз на одном ответвлении обмоток. Также полученные значения можно сравнить с заводскими (паспортными) величинами, но порой в паспорте эти данные отсутствуют.

Обмотка ВН в первом положении максимальная разница между сопротивлениями получилась 0,42%, во втором — 0,64%, в третьем — 0%, в четвертом — 1,39%, в пятом — 1,71%. Как видите, полученные показания соответствуют норме 2%.

5. Испытание трансформаторного масла

Согласно заводской инструкции, у трансформатора ТМГ11 запрещено нарушать его герметичность путем открывания сливных пробок на баке, кранов, патрубков на крышке, снятия изоляторов и маслоуказателя (не зря же на них установлены пломбы). Вообще запрещено совершать любые действия, которые могут нарушить его уплотнения, т.е. нарушить герметичность бака.

В связи с этим отбор пробы трансформаторного масла на испытание у герметичных трансформаторов проводить запрещено.

6. Испытания повышенным напряжением

Согласно ПУЭ, проводить испытание повышенным напряжением обмоток по отношению к корпусу и другим его обмоткам у маслонаполненных трансформаторов не обязательно, т.е. для нашего ТМГ11 мощностью 1600 (кВА) это испытание является не обязательным. Это же подтверждается инструкцией завода-изготовителя, где сказано, что проводить испытания повышенным напряжением без согласования с производителем запрещено.

На этом приемо-сдаточные испытания силового трансформатора ТМГ-11 можно считать завершенными. Если хоть один измеренный параметр не будет входить в норму, то такой трансформатор запрещено вводить в эксплуатацию.

После проведения испытаний трансформатора оформляется протокол, установленной и утвержденной формы. Напомню, что испытывать силовой трансформатор теоретически могут все, а вот право выдачи протоколов имеет только электролаборатория (читайте статью о [необходимости регистрации ЭТЛ](#)).

7. Включение трансформатора в сеть

После всех проведенных испытаний, трансформатор необходимо включить в сеть толчком на номинальное напряжение 10 (кВ) на время не менее 30 минут. Согласно ПТЭЭП (п.1.3.7) опробование считается проведенным, если трансформатор проработал непрерывно и без замечаний в течение 72 часов. Поэтому в течение 72 часов слушаем и наблюдаем за работой трансформатора. Указатели показаны на рисунках 31-32.

Затем необходимо проверить фазировку. Сейчас на фазировке я подробно останавливаться не буду — это тема отдельной статьи со своими нюансами. Скажу вкратце, что при фазировке должно иметь место совпадения по фазам между двумя источниками питания. Для фазировки до 500 (В) я использую двухполюсные указатели напряжения, например, [ПИН-90М](#), или специальные вольтметры с соединительными проводами.

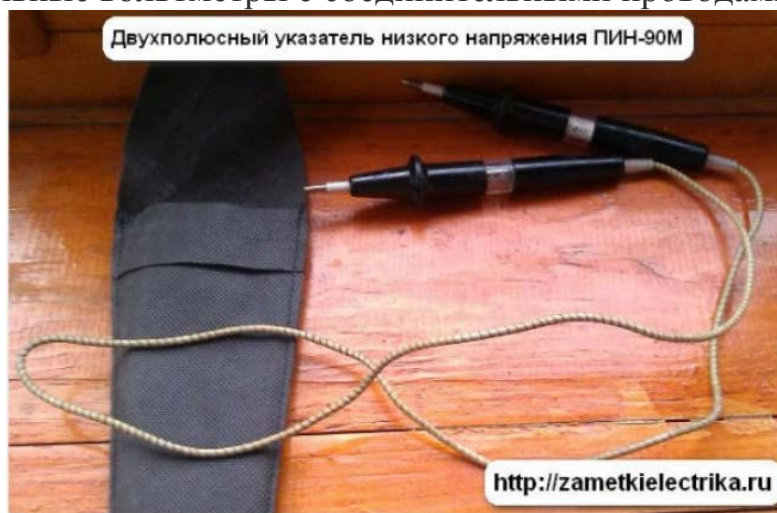


Рисунок 31 – Двухполюсный указатель

Для фазировки со стороны 10 (кВ) мы применяем вот такой высоковольтный указатель УВН-10 с дополнительной трубкой для фазировки (ТФ).



Рисунок 32 – Высоковольтный указатель

После фазировки, при необходимости, можно проверить и чередование фаз. Для этого у меня есть два прибора:

- указатель чередования фаз ТКФ-12
- фазоуказатель ФУ-2

Периодичность испытания силовых трансформаторов определяет технический руководитель организации или предприятия в зависимости от состояния и результатов диагностического контроля (ПТЭЭП, п.2.1.36).

Если трансформатор во время работы отключился от газовой защиты или любой другой защиты от внутренних повреждений, например, от дифзащиты, то вводить его в работу допускается только после осмотра, проведения ряда эксплуатационных испытаний, в том числе и испытание масла, и устранения выявленных неисправностей и повреждений.

Предварительная подготовка

До проведения лабораторной работы необходимо по соответствующим ссылкам просмотреть фильмы, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Фильмы для подготовки к проведению лабораторной работы

<i>Название учебного фильма</i>	<i>Ссылка</i>	<i>Примечание</i>
Монтаж силового трансформатора	https://youtu.be/hQIC3tjlvkk	
	https://youtu.be/liM1lTMztVU	
Сборка силового трансформатора	https://elektro-montagnik.ru/?address=lectures/part6/&page=page42-2	
Испытание трансформаторного масла	https://www.youtube.com/watch?v=ptO77qBiEXI	

Обзор КТП 10/0,4 кВ	https://www.youtube.com/watch?v=m9Nh-rkk6uA&t=552s	
Ремонт силового трансформатора	https://www.youtube.com/watch?v=SYbqSRRgwPo	
Обследование трансформаторных подстанций	https://www.youtube.com/watch?v=wBRSiOMs5C0	
Монтаж КТП 2*630	https://www.youtube.com/watch?v=2QuH7DCpgtM	
Разгрузка трансформаторов двумя автокранами	https://www.youtube.com/watch?v=yyZAaH5wsIU	
Сборка трансформатора 630 кВА	https://www.youtube.com/watch?v=BXw_kfkkJkA	
электроны	https://www.youtube.com/watch?v=9_oPARI4k1o&t=32s	
Эл ток	https://www.youtube.com/watch?v=IgzhVHct8WA	
напряжение	https://www.youtube.com/watch?v=075oJ04wVgg	

Подробная структура теоретического обоснования следующая:

Порядок выполнения работы

Предварительно до занятий самостоятельно просмотреть фильмы, представленные ссылками в таблице 1. Ознакомиться с теоретическим материалом по предлагаемой преподавателем ссылке. Ответить на контрольные вопросы и написать отчет о лабораторной работе. Изучить вопросы техники безопасности при монтаже, наладке и ремонте силового трансформатора.

Техника безопасности при монтаже силового трансформатора

Существует несколько базовых мер, которые гарантируют безопасность при обслуживании трансформаторов. К ним относятся:

- баки в момент обслуживания трансформаторов, их эксплуатации и испытательных мероприятий должны быть заземлены;
- на крышке бака не должно быть посторонних предметов и инструментов;
- осмотр газового реле должен осуществляться со специальной стационарной лестницы;

- при осмотре работающего трансформатора запрещено находиться в области, где может произойти выброс масла из выхлопной трубы или предохранительного клапана;
- если трансформатор имеет явные признаки повреждения, то к нему запрещено приближаться, пока он находится под высоким напряжением;
- если РПН-трансформатор находится под напряжением, то его запрещено переключать рукояткой;
- у работающего трансформатора зажимы вторичных обмоток у встроенных преобразователей тока должны быть замкнуты накоротко с использованием спецперемычек в шкафу зажимов;
- на неработающем силовом преобразователе все сварочные работы осуществляются лишь при наличии масла по уровню не менее 250 мм выше уровня сварки, чтобы не случилось воспламенения паров;
- при проведении сварочных работ следует создать вакуум, чтобы прекратилась течь масла в месте сварки;
- бак обслуживаемого трансформатора следует продуть сухим чистым воздухом, а затем обеспечить доступ естественной вентиляции. Если монтажные работы проводятся внутри бака;
- если внутри бака работают люди, то за ними необходимо осуществлять непрерывный контроль;
- когда в бак заливается или сливается оттуда масло, сам бак, как и выводы его обмоток должны быть заземлены;
- трансформаторное масло не должно попадать на кожу, в случае попадания следует максимально быстро его удалить, чтобы масло не воздействовало на кожу длительное время;
- у приводов коммутационных типов аппаратов следует отключить оперативные цепи и цепи силового типа тока;
- при наличии ручного привода на нем обязательно выставить плакат с информацией, что здесь работают люди и включать рубильник запрещено;
- В ОРУ рабочее место ограждают специальными канатами, на которые подвешивают плакаты с предупреждениями «Стоять. Напряжение», обращенными внутрь ограждаемого пространства. На конструкциях, по которым разрешено подниматься, вывешивают плакат «Работать здесь», на которых нельзя — «Не влезай. Убьет!». На всех подготовленных рабочих местах после наложения заземления и ограждения рабочего места устанавливают предупреждение «Работать здесь».

При работе с наличием плакатов до окончания рабочих мероприятий запрещено передвигать или, тем более, убирать плакаты. Перед проведением работ проверяют отсутствие напряжения между всеми фазами, между фазой и землей, а также между каждой фазой и нулевым проводом.

Важно помнить, что соблюдение правил техники безопасности остаётся самым важным условием, которое требуется проконтролировать перед началом работ по обслуживанию силовых трансформаторов с самым разным

уровнем напряжения. Осуществлять допуск рабочей бригады и контроль должны люди с соответствующим уровнем допуска по электробезопасности и с необходимым уровнем квалификации.

1. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н (ред. от 29.04.2022) Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок

2. ГОСТ ИЕС 61558-1-2012 МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ Безопасность силовых трансформаторов, блоков питания, реакторов и аналогичных изделий

3. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н (ред. от 29.04.2022) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

4. ВСН 342-75 инструкция по монтажу силовых трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно .

Содержание отчета и его форма

По результатам выполнения лабораторной работы студентами оформляется отчет, который должен содержать следующие разделы:

1. Титульный лист.
2. Постановку задачи.
3. Необходимые теоретические сведения
4. Результат выполнения.
5. Выводы по работе
6. Ответы на контрольные вопросы

Контрольные вопросы и защита работы

Защита лабораторной работы проводится при наличии письменного отчета в форме опроса. Примерные вопросы к защите лабораторной работы.

Монтаж

1. **Какие основные этапы выполняются при монтаже** силовых трансформаторов?
2. Каков состав подготовительных работ выполняемых перед монтажом силовых трансформаторов?
3. Кто имеет право выполнять монтаж силовых трансформаторов?
4. Как осуществляется монтаж охлаждающей системы и других частей трансформатора?
5. Как осуществляется вакуумирование трансформаторов и заливка их маслом?
6. На монтаж каких трансформаторов необходима разработка проекта производства работ?
7. Какие способы транспортировки и разгрузки используются для доставки трансформаторов на подстанцию.
8. Что проверяется при ревизии трансформатора после разгрузки
9. Каков порядок сборки трансформатора
10. Каким маслом и как осуществляется заливка трансформатора трансформаторным маслом

Наладка

1. Какие работы входят в комплекс работ по проверке трансформаторов и его отдельных частей и деталей
2. Какие основные работы выполняются при наладке силовых трансформаторов и его отдельных частей и деталей
3. Как осуществляется наладка РПН
4. Как осуществляется наладка газового реле силового трансформатора
5. Как осуществляется пробное включение трансформатора.
6. Какие методы используются для проверки работоспособности и безопасности трансформатора в процессе наладки
7. Как происходит определение параметров трансформатора
8. Как обеспечивается соответствие настройки и испытаний техническим стандартам и требованиям
9. Какие параметры трансформатора следует проверять в процессе наладки для обеспечения его эффективной работы
10. Каковы основные шаги настройки защитных систем трансформатора
11. Каким образом определяется правильность работы систем охлаждения силового трансформатора
12. Какие инструменты и оборудование используются при наладке трансформатора
13. Как осуществляется **заливка и доливка трансформаторов маслом**

Испытания

1. Какие основные послеремонтные испытания проводятся до ввода трансформатора в эксплуатацию
2. Какие применяются способы сушки активной части трансформатора?
3. Какими способами может осуществляться сушка трансформаторного масла в трансформаторе?
4. Какие работы входят в комплекс работ по испытаниям трансформатора и его отдельных частей и деталей
5. Как осуществляется проверка систем охлаждения трансформаторов
6. Каким испытаниям подвергается полностью смонтированный трансформатор
7. Как измерить сопротивления обмоток трансформатора постоянному току
8. Как осуществляется измерение сопротивления изоляции обмоток и изоляции конструктивных элементов
9. Как осуществляется испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции обмоток и изоляции конструктивных элементов

10. На каких трансформаторах и как осуществляется определение влажности изоляции?

11. Какие основные виды испытаний проводятся при включении трансформатора в работу?

12. Какова цель испытаний трансформатора на холостом ходу?

13. Что включают в себя нагрузочные испытания и какие параметры контролируются во время него?

14. Как взять пробу трансформаторного масла на испытание у герметичных трансформаторов?

Ремонт

1. Перечислите наиболее характерные неисправности трансформаторов и возможные причины их возникновения?.

2. Какие основные операции выполняются при разборке трансформатора?

3. В чем заключается ремонт магнитопровода трансформатора?

4. Каким образом выполняют ремонт вводов и переключающего устройства трансформатора?

5. Какие этапы включает в себя капитальный ремонт трансформатора?

6. Как производится оценка технического состояния трансформатора перед началом работ?

7. Как подбираются запасные части перед ремонтом трансформатора?

8. Какие методы применяются для восстановления изношенных или поврежденных деталей во время ремонта?

9. Как обеспечивается качество и безопасность ремонтных работ, а также соблюдение нормативных требований и стандартов?

10. Какие параметры трансформатора подлежат проверке после ремонта?

11. В каких режимах следует проверять трансформатор?

12. Чем опасно нарушение изоляции между стальными пластинами магнитопровода?

13. Чем опасно нарушение изоляции между отдельными витками одной из обмоток трансформатора.

14. Какие неисправности можно выявить при проведении опыта по измерению потерь мощности холостого хода? К чему могут привести такие неисправности?

15. Что можно обнаружить при измерении сопротивления обмоток постоянному току? Почему опыт по измерению потерь мощности холостого хода выполняется до испытаний по измерению сопротивления обмоток постоянному току?

Виртуальная лабораторная работа №4
" МОНТАЖ, НАЛАДКА, ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ
И РЕМОНТ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВВОДОВ "

Цель и содержание работы

Целью работы является изучение условий монтажа, наладки, испытаний и ремонта высоковольтных вводов.

Теоретическое обоснование

Для присоединения трансформаторов к элементам электрической сети служат вводы. Их виды и конструкции зависят от класса напряжения сети и обмотки, от номинальных рабочих токов, от вида сети (воздушная или кабельная), а также от климатических условий, в которых работают трансформаторы наружной установки [6, 18].

По электрическим параметрам, заполнению и назначению вводы делятся на группы:

составные вводы классов напряжения 0,5—1 кВ, применяемые для силовых трансформаторов I—III габаритов на стороне НН;

съемные (разборные) вводы классов напряжения 10—35 кВ, применяемые для всех трансформаторов на сторонах ВН, СН и НН;

маслонаполненные вводы классов напряжения 110 кВ и выше, применяемые на всех трансформаторах с напряжением одной или более обмоток выше 35 кВ независимо от мощности;

Разгрузка фарфора ввода 110 кВ от механических усилий осуществляется путем жесткого укрепления ввода на нескольких опорах с эластичными прокладками.

Что такое высоковольтные вводы?

Высоковольтные вводы представляют собой проходные изоляторы, являющиеся конструктивно самостоятельными элементами, предназначенными для ввода высокого напряжения в баки силовых (авто)трансформаторов, шунтирующих реакторов, масляных выключателей. При эксплуатации нижняя часть ввода находится внутри оборудования в среде трансформаторного масла, а верхняя - на открытом воздухе.

Ввод предназначен для работы в любых климатических условиях категории размещения О1 по ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды», введенного в действие с 01.01.1971 Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 29.12.69 № 1394. На рисунке 1 изображены высоковольтные вводы

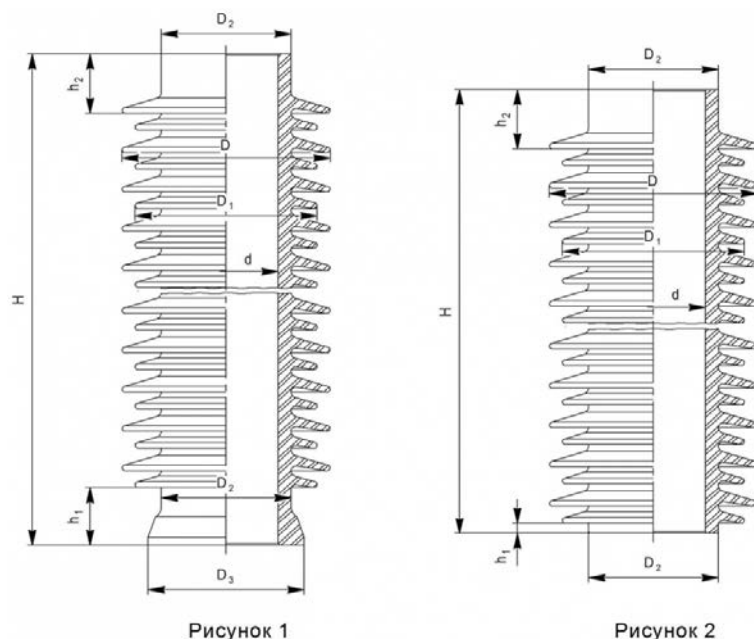


Рисунок 1

Рисунок 2

Рисунок 1 – Высоковольтные вводы

Виды вводов

В зависимости от назначения или вида оборудования в составе которого они эксплуатируются различают:

- высоковольтные вводы для использования на (авто)трансформаторах (далее - трансформаторные);
- высоковольтные вводы для использования на шунтирующих реакторах (далее - реакторные);
- высоковольтные вводы для использования на масляных выключателях (далее - выключательные);
- высоковольтные вводы для КРУЭ;
- высоковольтные вводы для прохода через стены и перекрытия зданий (далее - линейные).

Конструкция высоковольтного ввода

По конструктивному исполнению внутренней изоляции высоковольтные вводы с RIP-изоляцией относятся к герметичным вводам конденсаторного типа и имеют основную изоляцию в виде изоляционного остова с проводящими обкладками, что обеспечивает оптимальное распределение электрического поля как в радиальном (по толщине изоляции), так и в аксиальном (по концам ввода относительно заземленной втулки) направлениях. Материалы обкладок - фольга, графит, нанесенный непосредственно на поверхность бумаги, полупроводящая бумага или ткань. Изоляция данных вводов исключает применение трансформаторного масла в качестве изоляционного компонента. Остов ввода формируется намоткой на трубу кабельной крепированной бумаги и пропитывается эпоксидным компаундом. 3.3.

Основная RIP изоляция высоковольтных вводов (RIP - ResinImpregnatedPaper) - крепированная электроизоляционная бумага, которая подвергается пропитке эпоксидным компаундом (Рисунок 2).



Рис.1 RIP-изоляция высоковольтного ввода

Рисунок 2 – изоляция высоковольтного ввода

обладает высокой надежностью и длительным сроком эксплуатации благодаря:

- низким диэлектрическим потерям;
- низкому уровню частичных разрядов;
- термической стойкости.

Прежде чем начать распаковывать ввод, нужно проверить, что грузовые приспособления соответствуют массе изделия и исправны, грузовые тросы аттестованы, строповка и перемещение вводов выполняется сотрудниками, имеющими соответствующую аттестацию по охране труда. Чтобы зачялить упаковку нужно пропустить грузовой трос под ящиком и зацепить за крюк. Приподнять и убедиться в отсутствии перекоса, после чего переместить.

Снять пенопалестерольные опоры, освободить ввод от креплений, зачалить ввод за проушины/рым-болты, приподнять ввод и проверить отсутствие перекоса, извлечь и уложить на уже снятые опоры. Снять транспортировочный корпус и полиэтиленовые мешочки с силикагелем.

Осмотреть ввод на наличие повреждений фарфоровой крышки и нижней части, протереть нижнюю часть и опорный фланец ветошью, вложить в паз опорного фланца резиновую обкладку.

Пропустить мягкие тросы под фарфоровой крышкой, зачалить и натянуть тросы, обмотав каждый трос дополнительным. Подложить мягкий материал под нижнюю часть ввода (резину, войлок), плавно перевести ввод в вертикальное положение и установить его на технологическую стойку.

Подготовить посадочное место ввода на выключатели, перед установкой проверить положение резиновой обкладки. Аккуратно подвести ввод к выключателю и тщательно отцентрировать его относительно места установки на выключатели, совместить отверстия на фланце ввода со шпильками бака выключателя и установить ввод на место. Затяжку болтов проводить равномерно по окружности. После закрепления установить контактную клемму, проконтролировать внутрибаковое подсоединение ввода. На рисунке 3 изображено строение высоковольтного ввода



Рисунок 3 – строение высоковольтного ввода

Монтаж высоковольтного ввода должен выполняться лицензированными и квалифицированными специалистами, обладающими соответствующими знаниями и опытом в области электротехники и безопасности. Обычно это могут быть инженеры-электрики, электромонтажные организации или специализированные подрядные компании, имеющие все необходимые разрешения и сертификаты для выполнения таких работ.

Конструкция герметичного высоковольтного ввода с RIP-изоляцией представлена на рис. 4.

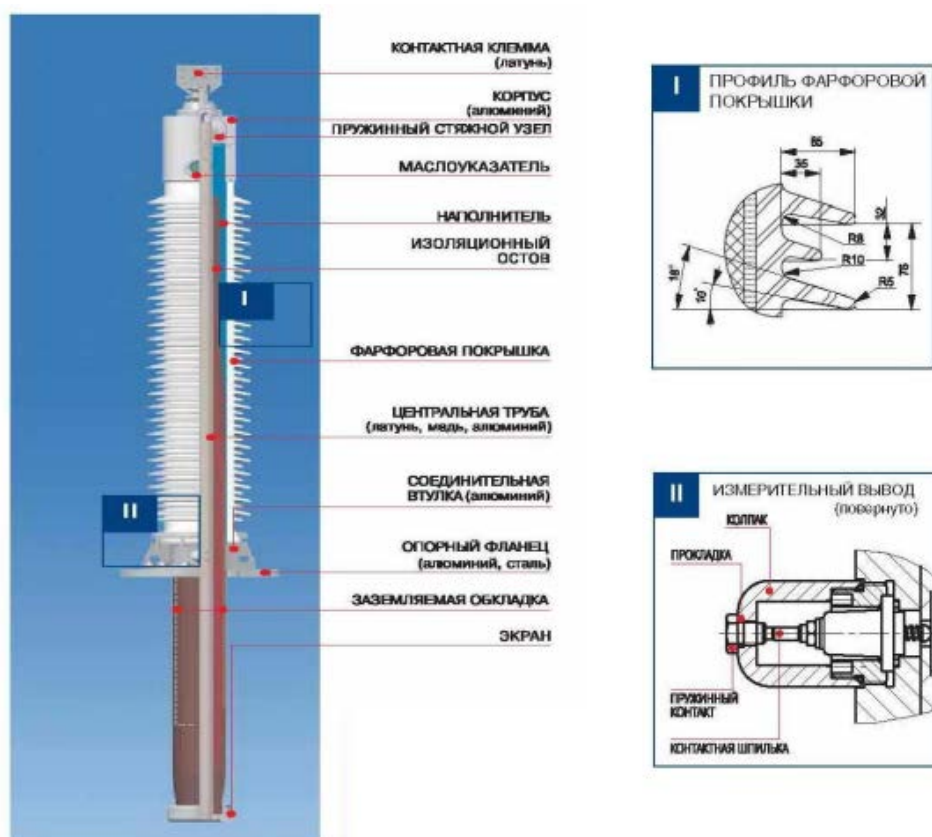


Рис.2 Конструкция высоковольтного ввода с RIP-изоляцией

Рисунок 4 - Конструкция герметичного высоковольтного ввода с RIP-изоляцией

Высоковольтный ввод с RIP-изоляцией состоит из следующих основных конструктивных элементов:

- твердого изоляционного остова, изготовленного намоткой на центральную трубу электроизоляционной бумаги с последующей пропиткой эпоксидным компаундом (RIP-изоляция). Для выравнивания электрического поля бумажная намотка разделена на слои проводящими обкладками (см. рис.3);
- соединительной втулки, жестко закрепленной на изоляционном остова;
- измерительного вывода, который должен быть заземлен во время эксплуатации колпаком;
- опорного фланца, предназначенного для крепления ввода на трансформаторе с расположенными на нем рым-болтами и пробкой для выпуска воздуха из бака трансформатора или газоотводным патрубком;
- контактной клеммы;
- верхней фарфоровой или полимерной покрышки;
- наполнителя для компенсации температурных изменений (во вводах с RIP изоляцией производства ООО «Масса» - завод «Изолятор»

в качестве наполнителя применяется трансформаторное масло марки ВГ, если иное не указано в заводской инструкции);

– нижнего экрана (для вводов класса напряжения более 110 кВ).

На рисунке 5 изображена Схема конструкции изоляционного остова ввода.

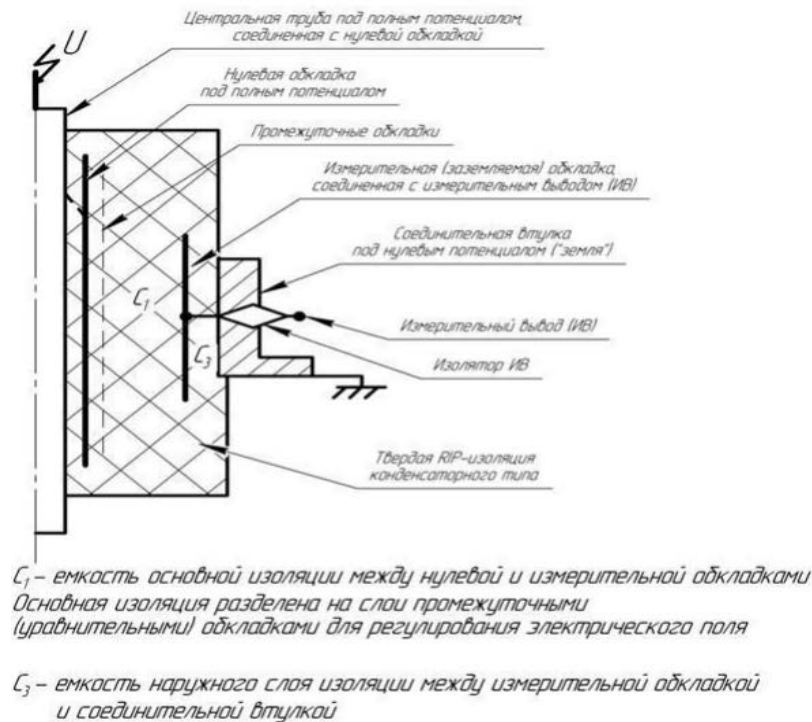


Рис. 3. Схема конструкции изоляционного остова ввода с твердой RIP-изоляцией

Рисунок 5 – Схема конструкции изоляционного остова ввода

ООО «Масса» - завод «Изолятор» производит три основных вида вводов с RIP-изоляцией, различающихся внешней изоляцией (полимер или фарфор) и наличием или отсутствием наполнителя (рис. 6).

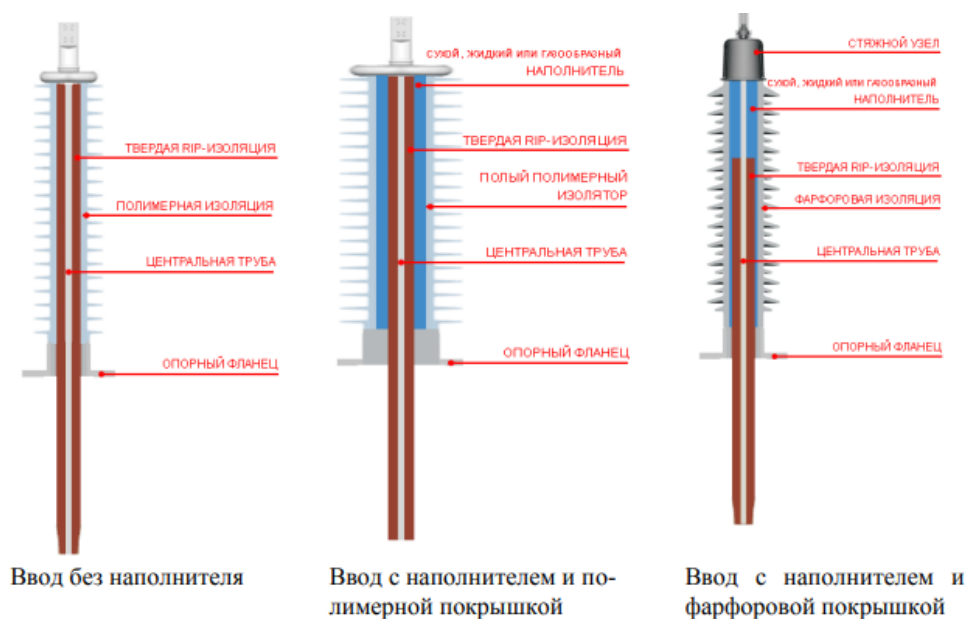


Рис. 4 Конструкция внешней изоляции высоковольтных вводов

Рисунок 6 – Конструкция внешней изоляции высоковольтных вводов

Маркировка. Упаковка. Транспортировка. Хранение

В структуре условного обозначения высоковольтных вводов RIP-изоляцией производства ООО «Масса» - завод «Изолятор» типа Г К Т*ПШ – Х – XX / XXX – О принято: Г - герметичный ввод; К – с основной RIP-изоляцией; * Т - для (авто)трансформаторов (Р – для шунтирующих реакторов, В – для масляных выключателей, Л – линейных); П – полимерная внешняя изоляция (фарфоровая не обозначается); П – класс внешней изоляции (см. п. 4.2); Х - угол наклона к вертикали в градусах; XX - класс напряжения или наибольшее рабочее напряжение в кВ; XXX - номинальный ток в А; О - климатическое исполнение (см. п. 4.3). 4.2. Высоковольтные вводы производства ООО «Масса» - завод «Изолятор» различаются по классу внешней изоляции в зависимости от степени загрязнения окружающей среды в которой они работают (длиной пути утечки):

- легкая I: 1,5 см/кВ;
- средняя II: 2,25 см/кВ;
- сильная III: 2,5 см/кВ;
- очень сильная IV: 3,1 см/кВ.

Высоковольтные вводы производства ООО «Масса» - завод «Изолятор» выпускаются в общеклиматическом исполнении (тип О), что позволяет эксплуатировать их в интервале температур окружающего воздуха от -60°C до $+55^{\circ}\text{C}$. 4.4. Ввод имеет фирменную табличку, расположенную на соединительной втулке с указанием:

- товарного знака завода-изготовителя;
- обозначения основного конструкторского документа на ввод;

- типа ввода;
- массы ввода;
- заводского номера;
- даты выпуска;
- номера технических условий.

Ввод укладывается в деревянную упаковку, где жестко закрепляется на пенополистирольных опорах. На время транспортирования и хранения нижняя часть ввода защищена транспортировочным кожухом и полиэтиленовым чехлом с вложенным внутрь мешочком с силикагелем.

Транспортирование ввода производится в упаковке в горизонтальном положении авиационным, железнодорожным транспортом либо автотранспортом по дорогам с асфальтовым или грунтовым покрытиями или морским транспортом в трюмах в соответствии с правилами перевозки грузов, действующими на данном виде транспорта. Допускается транспортирование упаковок с вводами в два яруса.

Хранение ввода осуществляется на закрытых и открытых площадках, исключающих воздействие атмосферных осадков, в упаковке в горизонтальном положении (допускается в два яруса) и вне упаковки в вертикальном положении на специальной стойке с обязательным сохранением всех деталей и защитных чехлов на вводе (в состоянии поставки). Колпак измерительного вывода должен быть плотно закручен, для исключения попадания влаги внутрь.

В случае хранения ввода с фарфоровой внешней изоляцией в горизонтальном положении маслоуказатель должен быть расположен окошком вниз.

Лакированная поверхность RIP-изоляции не должна иметь сколов, царапин и иных механических повреждений.

Увлажнение нижней части ввода (RIP-изоляции) недопустимо (визуально критичная степень увлажнения может быть определена в виде белёсых пятен (изменение цвета изоляции обусловлено появлением в приповерхностном слое RIP-изоляции влаги) или полос на поверхности остова или с применением специальных приборных средств).

При необходимости длительного хранения вводов (например, в резерве) без защитного полиэтиленового чехла и транспортировочного корпуса рекомендуется использовать специальные герметичные пеналы (рекомендованные заводом — изготовителем), заполненные трансформаторным маслом. Внешний вид пеналов показан на рисунке

Размеры пеналов определяются конструкцией ввода, диаметром опорного фланца и длиной нижней части. На рисунке 7 изображены пеналы для длительного хранения.



Рис. 5. Пеналы для длительного хранения вводов

Рисунок 7 – Пеналы для длительного хранения

Монтаж. Предмонтажные и послемонтажные испытания и измерения

Монтаж вводов должен выполняться по технологической карте и в соответствии с заводской инструкцией специализированной электромонтажной организацией, имеющей опыт выполнения данных работ. Допускается выполнение монтажа ввода ремонтным персоналом ПМЭС, имеющим соответствующую квалификацию и опыт выполнения работ. Как правило, присутствие шефинженера ООО «Масса» - завод «Изолятор» при монтаже ввода не требуется.

Вводы производства ООО «Масса» - завод «Изолятор», выпущенные в 2009 – 2011гг., имеют конструкцию крепления соединительной втулки на буртике изоляции. При этом часть вводов класса напряжения 110 – 500 кВ поступает к Заказчику с транспортировочным фланцем, а опорный фланец входит в комплект поставки отдельно. В таких случаях перед монтажом ввода на трансформатор требуется установить опорный фланец взамен транспортировочного согласно руководству по эксплуатации конкретного ввода. На рисунке 8 изображены монтажные работы.



Рисунок 8 – Монтажные работы

Внимание! При установке фланца необходимо строго соблюдать общие правила последовательности затяжки многоболтовых стыков, т.е. обеспечить равномерность затяжки за счёт поэтапного, за 3-4 обхода по окружности, всех болтов. Неравномерная затяжка создает в месте крепления втулки нерасчётный изгибающий момент, приводящий к возникновению критических условий достаточных для образования микротрещин в области уступа (край буртика) изоляции.

Замеры электрических характеристик ввода перед монтажом проводятся в металлической стойке для вертикальной установки ввода, после выдерживания ввода в вертикальном положении в течение 2-х часов. Перед проведением замеров электрических характеристик осуществляется визуальный осмотр ввода.

Перед проведением осмотра ввод должен быть подготовлен к испытаниям:

- с нижней части ввода снимается транспортировочный металлический корпус (кожух) и полиэтиленовый пакет-рукав, в котором находился ввод при транспортировке;
- с поверхности полимерного (силиконового) изолятора ввода снимается полиэтиленовый пакет-рукав.

Измерение сопротивления основной изоляции ввода не требуется. Проведение замеров электрических характеристик ввода перед монтажом проводится в объёме, указанном в разделе 6.2 настоящих Методических указаний.

Испытания и измерения после монтажа должны выполняться в объёме и в строгом соответствии с требованиями раздела 6.2 настоящих методических указаний.

Соппротивление изоляции измерительного вывода должно удовлетворять требованиям РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» и требованиям заводской инструкции.

Предельные значения ($\text{tg}\delta_1$) не должны превышать величины указанные в РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» с учётом требований заводской инструкции. Приведение значения $\text{tg}\delta_1$ к температуре плюс 20°C не требуется. 5.9. Значение емкости (C1) не должны отличаться от значений, полученных на заводе - изготовителе, более чем на 5%. На рисунке 9 изображены монтажные работы.

Эксплуатация вводов



Рисунок 9 – Монтажные работы

В процессе эксплуатации производятся ежедневный визуальный контроль оперативным персоналом ПС, профилактические испытания и измерения электрических характеристик ввода и тепловизионный контроль.

Требования к визуальному контролю.

Ежедневный визуальный контроль (осмотр) производится оперативным персоналом ПС один раз в сутки (в дневную смену) во время обходов оборудования, при осмотре проверяется:

- целостность крыши ввода;
- отсутствие загрязнений на крышке ввода;
- отсутствие течей (потечков масла) из высоковольтного ввода и из узла крепления (по опорному фланцу).

– в тёмное время суток в сроки, утверждённые главным инженером ПМЭС оперативным персоналом проверяется отсутствие поверхностных разрядов на крышке ввода.

На полимерной изоляции не должно быть повреждений, на фарфоровой изоляции не должно быть сколов и трещин. Наличие и размер возможных дефектов фарфоровой поверхности регламентируется ГОСТ 13873-81. На рисунке 10 изображён уровень масла во вводе.

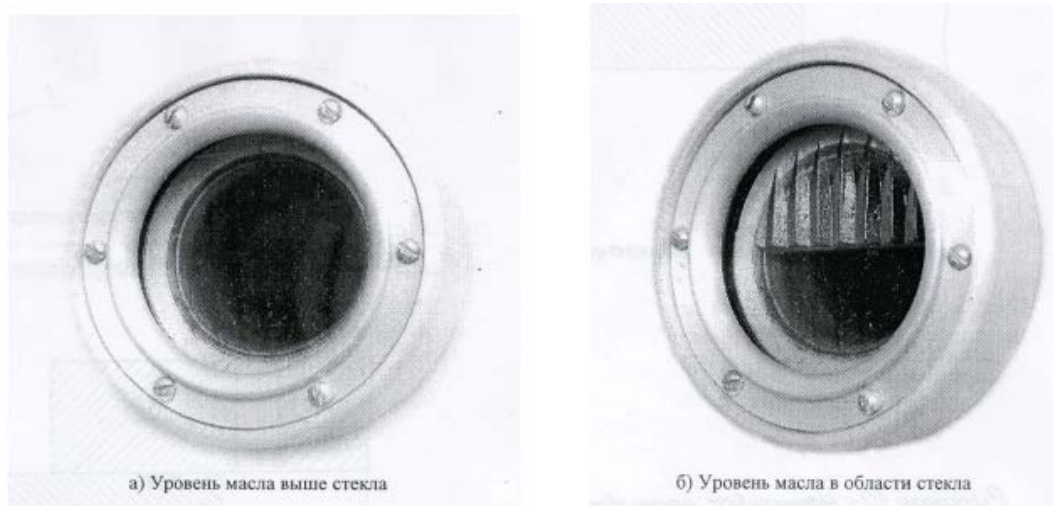


Рис.6 . Контроль уровня масла во вводе

Рисунок 10 – Уровень масла во вводе

Электрическая схема ввода

Контроль вводов под рабочим напряжением в процессе эксплуатации (в т.ч. on-line мониторинг)

Контроль состояния основной изоляции ввода под рабочим напряжением осуществляется на вводах 500 кВ обязательно, на низших классах напряжения – может быть организован по решению главного инженера ПМЭС. Такой контроль может проводиться как в режиме реального времени (при помощи аттестованных в ОАО «ФСК ЕЭС» устройств диагностики (online мониторинга) и (или) устройств контроля изоляции (КИВ)), так и периодически. На рисунке 11 изображён контроль состояния ввода.

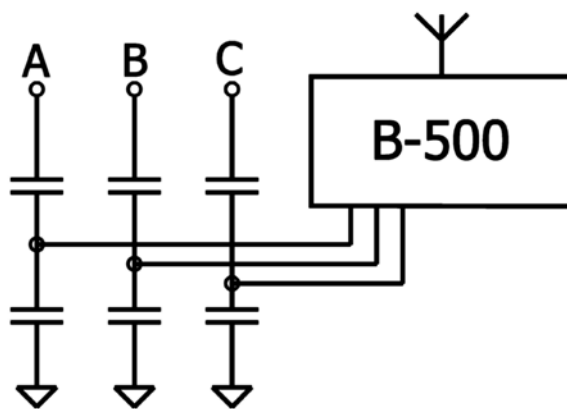


Рисунок 11 - Контроль состояния ввода автономной системой

Способ контроля под рабочим напряжением и контролируемые параметры (тангенс угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg}\delta_1$ основной изоляции, ёмкость основной изоляции C_1 , комплексная проводимость Y , частичные разряды ЧР и др.) зависят от применяемого устройства диагностики и регламентируются соответствующими руководствами по эксплуатации конкретного прибора.

Требования к устройствам контроля изоляции высоковольтных вводов с RIP – изоляцией на напряжение 330 – 750 кВ, основаны на неравновесно-компенсационном (балансовом) методе:

Устройство контроля изоляции вводов должно реагировать на емкостные токи, протекающие под воздействием рабочего напряжения через изоляцию вводов трех фаз, и включать сигнальный и отключающий элементы.

При срабатывании сигнального элемента с определенной выдержкой времени обеспечивается сигнализация. Отключающий элемент должен быть более грубым и при его срабатывании с определенной выдержкой времени производится отключение защищаемого оборудования. На рисунке 12 изображено измерение температуры тепловизором.

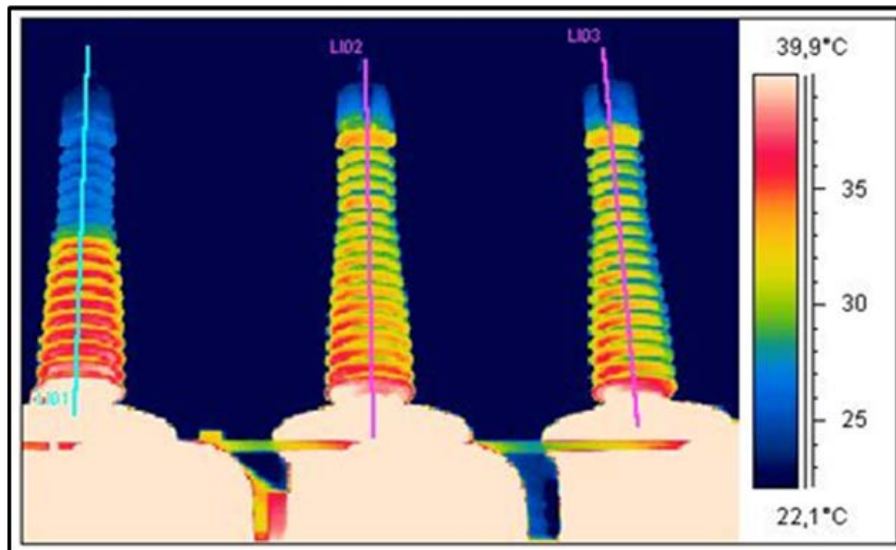


Рисунок 12 - Измерение температуры тепловизором

Выбор тока срабатывания устройства защиты осуществляется по следующим критериям: - ток срабатывания на сигнал должен превышать на 5% максимально допустимый емкостной тока ввода; - ток срабатывания на отключение должен превышать на 10% максимально допустимый емкостной ток ввода. Максимально допустимый емкостной ток ввода вычисляется по емкости С1 приведенной в паспорте высоковольтного ввода.

Наладка высоковольтных вводов

Наладка высоковольтных вводов также требует профессиональных навыков и знаний. Этот процесс включает в себя несколько этапов:

Подготовка: Перед началом наладки необходимо убедиться, что все компоненты системы безопасны и готовы к работе. Это включает в себя проверку проводки, оборудования, защиты от коротких замыканий и других потенциальных проблем.

Подключение оборудования: После подготовки необходимо правильно подключить оборудование и провода согласно проектным схемам и электрическим схемам.

Проверка параметров: Затем проводится проверка электрических параметров, таких как напряжение, ток и сопротивление, чтобы убедиться, что они соответствуют требованиям проекта.

Тестирование: После подключения и настройки оборудования проводятся различные тесты для проверки его работоспособности и соответствия стандартам безопасности.

Настройка и коррекция: В процессе наладки могут возникнуть проблемы или несоответствия, которые требуют коррекции. Необходимо настраивать оборудование и системы для оптимальной работы.

Документация: Важной частью процесса наладки является ведение документации о проведенных работах, изменениях и проблемах, а также результатов проведенных тестов.

Учитывая, что в ремонтных мастерских бак давления разборке не подлежит, замену масла при необходимости производить в следующей последовательности. Снять давление в системе ввод-бак давления, перекрыть вентили и отсоединить бак давления от ввода, заглушить соединительную трубку. Отвернуть накидную гайку с глухим ниппелем, слить масло. Промыть бак чистым маслом. Бак давления установить на боковой поверхности и оставить его открытым. Заполнить бак маслом полностью. Насосом закачать масло в бак давления до необходимого давления. Снять отдачу бака давления, сливая масло в мерную емкость. Заполнить бак маслом, открыть вентиль и промыть соединительную трубку. После этого приоткрыть вентиль на вводе и при вытекающем масле из ввода и бака давления подсоединить трубку к вводу, а затем полностью открыть вентиль на вводе и баке давления и опломбировать их.

Для замены ввода, установленного на трансформаторе, заполненного маслом, необходимо из трансформатора частично слить масло до уровня ниже фланца установленного ввода.

Ремонт вводов с разборкой нужно производить в специализированной мастерской, в сухом, теплом, чистом помещении при наличии соответствующих инструментов и грузоподъемных механизмов. Технология разборки и сборки разных маслonaполненных вводов отличается незначительно.

Приемка высоковольтных вводов после ремонта оборудования и подготовка к вводу в работу

При приемке оборудования с высоковольтными вводами из ремонта и подготовке к вводу в работу необходимо:

- проверить комплектность ремонтной документации, наличие протоколов выполненных испытаний и измерений электрических характеристик всех вводов с заключением об их соответствии нормам (пригодности вводов к эксплуатации);
- провести визуальный осмотр в соответствии с п.6.1. настоящих Методических указаний;
- проверить готовность к работе схемы КИВ и (или) систем on-line мониторинга (правильность подключения, целостность вторичных цепей)

Основными неполадками и способами ремонта вводов являются:

- При неисправности фарфора или диффундированные масла через замазку армированных вводов требуется замена фарфора, устранение прежней армировочной замазки и нанесение новой.

– При попадании грязи и окислении изоляционного масла, которое заполняет ввод и бак, требуется замена масла. Ввод и бак при этом не разбирается.

– При ухудшении параметров внутренней изоляции ввода или при нехватке масла во вводе требуется полная разборка ввода в специализированной мастерской, сушка изоляции, сборка, вакуумная обработка, наполнение ввода маслом, гидравлические и электрические испытания.

– При протечке в уплотнениях между фарфоровыми крышками и металлическими элементами ввода, существенные механические дефекты крышек требуется разобрать ввод с частичной или полной заменой компонентов, резиновых прокладок и крышек. После устранения поломок требуется сборка, вакуумная обработка, наполнение маслом, гидравлические и электрические испытания.

– Бой фарфора и при наличии течи в уплотнениях измерительного ввода, требуется затяжка уплотнений и замена изолятора.

– При поломки стекла маслоуказателя негерметичного ввода необходимо заменить стекло.

– При поломки изоляционного покрытия нижнего экрана ввода для трансформатора необходим демонтаж предыдущего покрытия и нанесение нового. Ввод требуется снят с оборудования.

– При течи в зонах уплотнений пробок, нижней и верхней частях ввода необходима замена уплотнений и плотная затяжка пробок, не разбирая ввода.

– При наличии потребности замены у герметичных вводов манометров и корректировка давления во вводе - бак давления после ремонтных работ необходим снять, заменить манометр и установить давления с доливкой масла.

Оформление протоколов проверки и испытаний:

Все результаты проверки, испытаний оформляются протоколами. Протоколы содержат заключение, общая оценка состояния оборудования, все результаты измерений, проверок, испытаний и опробований.

Большие габариты и вес, а также особенности материала изоляции и условий работы в эксплуатации являются основными причинами усложнения технологии изготовления и ремонта высоковольтных вводов.

Высоковольтные вводы применяют для вывода проводов высокого напряжения из баков трансформаторов, масляных выключателей, а также для прокладки проводов через стены зданий. Вводы могут удовлетворительно работать на высоте не более 1000 м над уровнем моря и в интервале температур $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+45\text{ }^{\circ}\text{C}$ при относительной влажности до 85 %.

Некоторые конструкции вводов, изготовленные по другим техническим требованиям, работают в более тяжелых окружающих условиях.

Высоковольтные вводы наружной установки, как правило, имеют оребренную фарфоровую крышку. Далеко выступающие ребра защищают от дождя расположенные под ними части изолятора. Этим достигается сохранение необходимого уровня изоляции при воздействии на изолятор дождя.

Высоковольтные вводы делятся по их конструктивному исполнению на герметичные, негерметичные и маслоподпорные (см. рис. 2, 3, 4, 5).

Внутренняя изоляция герметичных вводов не имеет сообщения с окружающей средой. У негерметичных вводов масло, заполняющее их, имеет сообщение с окружающей средой через масляный затвор и осушитель воздуха. Последние задерживают увлажнение и окисление масла. Маслоподпорные вводы герметичные, но имеют общую масляную систему с оборудованием, на котором они устанавливаются.

Техника безопасности при работах по ремонту высоковольтных вводов

Помещения для хранения огнеопасных и взрывчатых растворителей и веществ, содержащих их, должны быть снабжены противопожарными средствами (песок, кошма, огнетушители, вода). Электрооборудование этих помещений должно удовлетворять требованиям «Правил устройства электроустановок», седьмое издание, утвержденное Приказом Минэнерго России от 20.06.2003 г. № 242. Протирочный материал хранить запрещается. Наполненная или пустая тара указанных веществ должна быть плотно закрыта крышками или пробками. Пустая тара должна быть промыта горячей водой и храниться в закрытом виде на площадках на расстоянии не менее 10 метров от рабочих помещений.

В помещениях хранения растворителей и веществ их содержащих запрещается производство газо- и электросварочных работ, пользоваться ударным или рубящим инструментом, иметь пожароопасные материалы больше суточной потребности. Работы с пульверизатором производить только в респираторах.

Помещение, где производится варка мастик, должно быть оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией и средствами пожаротушения.

Над варочным баком и над местом, где производится фильтрация массы, должны быть вытяжные колпаки, в аппаратуре, подающей аммиак, должна быть обеспечена полная герметизация.

При изготовлении заливочной массы обслуживающий персонал должен применять рукавицы и очки. Во время пропускания через массу аммиака (в течение первых 6 часов) работать в противогазах ПШ или КД.

При изготовлении глетоглицериновой замазки, обслуживающий персонал должен применять респиратор, а после каждой армировки мыть руки горячей водой с мылом.

При работе с эпоксидными клеями и шпатлевкой, необходимо проводить соответствующий инструктаж, надевать резиновые перчатки и защитные очки.

Все работы с лакокрасочными материалами и отвердителями, разбавление растворителем и определение вязкости должны проводиться в помещении, оборудованном приточно-вытяжной вентиляцией, или на улице при условии отсутствия поблизости открытого огня.

Все отходы при производстве ремонтных работ (опилки, тряпки, пропитанные вредными веществами) собирать в отдельные емкости и захоранивать в землю в отдельно отведенных местах.

Категорически запрещается прием пищи во время работы.

При попадании ядовитых и токсичных веществ на кожу, в глаза и другие органы, необходимо промывать теплой водой с мылом.

При всяких кожных раздражениях, при плохом самочувствии во время или после работы, необходимо немедленно обратиться к врачу. Одежду, облитую отвердителями или веществами, их содержащими, необходимо заменить.

Все токсичные вещества и вещества, их содержащие, не должны разливаться на полу или рабочем месте; при случайной разливке их, необходимо все облитые места засыпать опилками с последующей их уборкой в специальные ящики.

Загрязненный растворитель, опилки, керосин и раствор кислоты после дегазации запрещается сливать в канализацию или реку.

Характерные неисправности вводов и методы их устранения

В процессе транспортирования, хранения и эксплуатации, во вводах появляются различные неисправности, которые могут быть устранены с помощью ремонта на месте эксплуатации или в ремонтных мастерских. Устранить неисправности можно с демонтажем и без демонтажа ввода с оборудования, без разборки, с полной или частичной разборкой ввода в зависимости от характера неисправностей.

В таблице 3 представлен перечень наиболее часто встречающихся неисправностей вводов и указаны методы их устранения.

Таблица 1

	Неисправности вводов	Методы устранения
1	2	3
1.	Поломка фарфора или просачивание масла через замазку армированных вводов.	Замена фарфора. Удаление старой армировочной замазки и нанесение новой.
2.	Загрязнение, окисление и увлажнение изоляционного масла, заполняющего ввод и бак давления.	Замена масла во вводе и баке давления. При этом ввод и бак давления не разбираются.
3.	Ухудшение характеристик внутренней изоляции ввода (увеличение значений тангенса угла диэлектрических потерь основной изоляции, изоляции измерительного конденсатора у ввода с ПИН или изоляции наружных слоев у	Полная разборка ввода в ремонтной мастерской, сушка изоляции, сборка, вакуумная обработка, заполнение ввода маслом, гидравлические и электрические испытания.

	Неисправности вводов	Методы устранения
1	2	3
	ввода без ПИН больше величин, нормируемых для эксплуатационных условий).	
4.	Отсутствие масла во вводе (некоторое время) или не полностью заполненный маслом ввод.	Полная разборка ввода в ремонтной мастерской, сушка изоляции, сборка, вакуумная обработка, заполнение ввода маслом, гидравлические и электрические испытания.
5.	Течь в уплотнениях между фарфоровыми крышками и металлическими деталями ввода, значительные механические повреждения крышек, различные повреждения деталей ввода.	Разборка ввода с частичной или полной заменой деталей, резиновых прокладок, крышек и др. После устранения неисправностей сборка, вакуумная обработка, заполнение маслом, гидравлические и электрические испытания.
6.	Незначительные сколы фарфоровых крышек.	Устранение «лечкой».
7.	Бой фарфора и течь уплотнений измерительного ввода.	Подтяжка уплотнений и замена изолятора.
8.	Повреждение стекла маслоуказателя негерметичного ввода.	Замена стекла.
9.	Течь деталей из алюминиевого и чугунного литья.	Устранение «лечкой».
10.	Повреждение изоляционного покрытия нижнего экрана ввода для трансформатора.	Снятие старого и нанесение нового покрытия. Ввод должен быть снят с оборудования.
11.	Течь в местах уплотнений пробок, нижней и верхней частях ввода.	Замена уплотнений с последующей плотной затяжкой пробок, не разбирая ввода.
12.	Необходимость замены у герметичных вводов манометров и регулирование давления во вводе или системе ввод - бак давления после ремонтных работ.	Снятие давления, замена манометра и установление давления с доливкой масла.

Вводы класса напряжения 35 кВ

При ремонте трансформаторов могут встречаться два основных типа вводов класса напряжения 35 кВ: армированные и съемные. Армированные вводы имеют ряд существенных недостатков: большая трудоемкость замены и сложность переармировки фарфоровых изоляторов при поломках фарфора или просачивании масла через замазку. В настоящее время армированные вводы сняты с производства, но поскольку они имеются в наличии на установленном оборудовании, необходимо кратко осветить особенности их ремонта.

Ремонт армированных вводов

Если при осмотре ввода выявлены значительные сколы в крышке, ввод заменяют. При просачивании масла из армировочных швов вследствие плохого качества армировочной замазки, необходимо произвести следующие операции.

При отключенном напряжении, произвести демонтаж дефектного ввода с электрического оборудования.

Удалить старую армировочную замазку. Удаление старой армировочной замазки производить путем ее выкрашивания по кругу небольшим острым зубилом. Во время удаления армировки ввод необходимо установить вертикально, наружной частью фарфора вниз, на подставке с подкладкой под фланец войлока или резины, что уменьшает возможность повреждения при ударах. Можно применять метод нагрева фланцевых соединений с последующим удалением армировки механическим путем.

Съемные вводы

Ввод тщательно осмотреть, проверить отсутствие сколов и трещин в фарфоровой крышке, состояние уплотняющих прокладок.

Для замены фарфорового изолятора и уплотняющей резиновой прокладки не требуется подъема активной части и отсоединения отводов внутри бака, что упрощает ремонт. Достаточно отвинтить приспособления, крепящие изолятор, снять его и резиновую прокладку, заменить их новыми и собрать ввод.

После восстановления вводов, последние должны быть испытаны приложенным напряжением в соответствии с РД 34.45-51.300-97.

Замена масла во вводе

Современные вводы класса напряжения выше 35 кВ являются маслonaполненными. В маслonaполненных вводах замена масла и промывка внутренней изоляции очень трудоемкий процесс, поэтому его проводят в зависимости от степени старения масла.

Вводы с твердой внутренней изоляцией (буквы ТБ, а позднее - Т в обозначении герметичных вводов), сердечники которых изготовлены из бумажно-бакелитовой изоляции, приобретающей при тепловой обработке монолитную неразборную конструкцию, в условиях эксплуатации ремонту не подлежат.

Замена масла во вводах с бумажно-масляной изоляцией (буквы БМ в обозначении вводов) может быть произведена:

- с демонтажем ввода с оборудования (двумя способами);
- без демонтажа ввода.

Разборка и сборка вводов в ремонтной мастерской

Ремонт вводов с разборкой нужно производить в специализированной мастерской, в сухом, теплом, чистом помещении при наличии

соответствующих инструментов и грузоподъемных механизмов. Технология разборки и сборки разных маслonaполненных вводов отличается незначительно. Поэтому в этом разделе рассматривается разборка и сборка наиболее распространенных негерметичных и герметичных вводов.

За сутки до ремонта ввод очистить от грязи, пыли и подтеков масла, насухо протереть салфетками наружную поверхность и установить в вертикальном положении в помещении на ремонтной площадке при температуре не ниже 10 °С.

На рис. 13 приводится план рекомендуемого варианта мастерской.

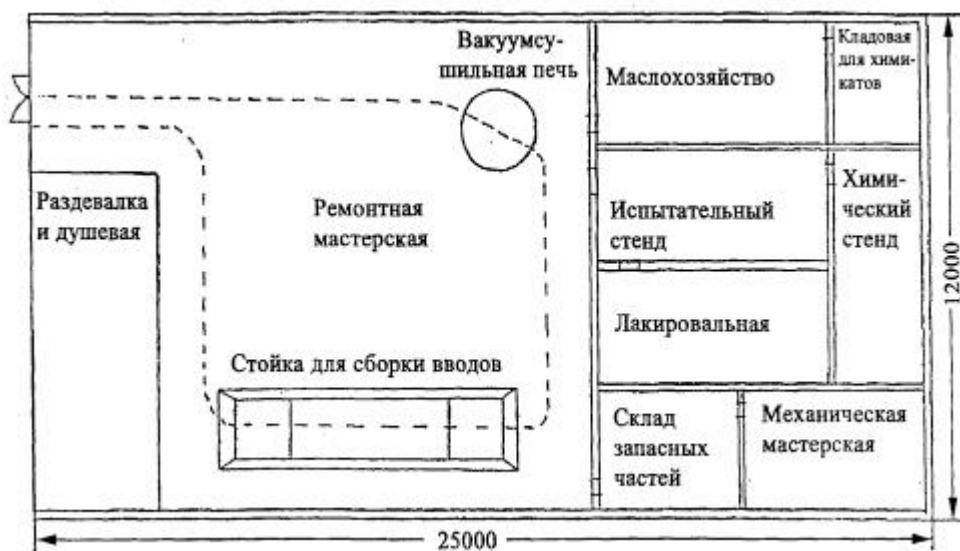


Рис. 13 – Мастерская по ремонту вводов.

Ремонт высоковольтных вводов

Для испытания маслonaполненных вводов и опорных изоляторов выполняем ряд проверок, которые включают: измерение сопротивления изоляции; измерение тангенса угла диэлектрических потерь; испытание повышенным напряжением промышленной частоты; испытание масла из вводов; контроль вводов под рабочим напряжением.

Тангенса угла необходим для оценки состояния последних слоев бумажно-масляной изоляции. Испытание повышенным напряжением проводится для оценки состояния вводов и целостности проходных изоляторов на напряжение не выше 35 кВ от 1 до 5 минут. Проверка герметичности уплотнений выполняется в процессе приемосдаточных испытаний и при эксплуатации, время испытания 30 минут. Проверка масла позволяет выявить необходимость его доливки или полной замены для герметичного ввода.

После монтажа проводятся электрические испытания силами специалистов электроизмерительной лаборатории (ЭТЛ) в объеме и порядке предмонтажных испытаний.

Испытания высоковольтных вводов проводятся для обеспечения безопасной и надежной работы электрооборудования и систем электроснабжения. На рисунке 14 изображены последствия халатного монтажа и наладки ввода.



Рисунок 14 – Последствия халатного монтажа и наладки ввода

Эти испытания включают в себя ряд процедур и проверок:

Изоляционные испытания: Проверка изоляции проводов и оборудования на наличие токов утечки или коротких замыканий. Это может включать испытания на пробой или прочие методы проверки изоляции.

Испытания на высокое напряжение: Это испытания проводятся для проверки, способно ли оборудование выдержать заданное высокое напряжение без разрушения. Это помогает выявить потенциальные проблемы изоляции или дефекты в оборудовании.

Испытания на короткое замыкание: Проверка реакции системы на короткое замыкание и оценка эффективности защитных механизмов, таких как предохранители или автоматические выключатели.

Испытания сопротивления: Измерение сопротивления проводов и соединений для обеспечения надежного электрического контакта и минимизации потерь энергии.

Испытания нагрузки: Проверка работы оборудования при нагрузке для оценки его эффективности и производительности в реальных условиях эксплуатации.

Проверка гальванической развязки: Это важное испытание для оборудования, которое должно быть гальванически развязано от других частей электросистемы для предотвращения возможных повреждений или аварий.

Защита лабораторной работы проводится при наличии письменного отчета в форме опроса. Примерные вопросы к защите лабораторной работы.

Монтаж

1. Какие основные этапы выполняются при монтаже высоковольтных вводов?
2. Каков состав подготовительных работ выполняемых перед монтажом высоковольтных вводов?
3. Кто имеет право выполнять монтаж высоковольтных вводов?

4. Как осуществляется монтаж охлаждающей системы и других частей трансформатора?
5. Как осуществляется вакуумирование высоковольтных вводов и заливка их маслом?
6. На монтаж каких высоковольтных вводов необходима разработка проекта производства работ?
7. Какие способы транспортировки и разгрузки используются для доставки высоковольтных вводов на подстанцию.
8. Что проверяется при ревизии высоковольтных вводов после разгрузки
9. Каков порядок сборки высоковольтных вводов
10. Каким маслом и как осуществляется заливка высоковольтных вводов трансформаторным маслом
11. Как обеспечивается герметичность высоковольтного ввода

Наладка

1. Какие работы входят в комплекс работ по проверке высоковольтных вводов и его отдельных частей и деталей
2. Какие основные работы выполняются при наладке высоковольтных вводов и его отдельных частей и деталей
3. Как осуществляется наладка высоковольтных вводов
4. Что представляют собой высоковольтные вводы?
5. Расшифровка условных обозначений ввода.
6. Как минимизировать воздействие загрязнения на производительность высоковольтных вводов
7. Каковы критерии для оценки пригодности высоковольтных вводов к эксплуатации

Испытания

1. Какие основные послеремонтные испытания проводятся до ввода высоковольтных вводов в эксплуатацию
2. Какие применяются способы сушки высоковольтных вводов?
3. Какими способами может осуществляться сушка трансформаторного масла в высоковольтных вводов?
4. Какие работы входят в комплекс работ по испытаниям высоковольтных вводов и его отдельных частей и деталей
5. Каким испытаниям подвергается полностью смонтированный высоковольтных вводов
7. Как измерить сопротивления изоляцмм высоковольтных вводов постоянному току
8. Как осуществляется измерение сопротивления изоляции обмоток и изоляции конструктивных элементов

9. Как осуществляется испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции обмоток и изоляции конструктивных элементов

10. На каких высоковольтных вводах и как осуществляется определение влажности изоляции

11. Как измеряется тангенс диэлектрических потерь?

12. Какая должна быть величина у тангенса диэлектрических потерь?

Ремонт

1. Перечислите наиболее характерные неисправности высоковольтных вводов и возможные причины их возникновения.

2. Какие основные операции выполняются при разборке высоковольтных вводов.

3. Что нужно осматривать при осмотре высоковольтного ввода?

4. Как осуществляется ремонт высоковольтного ввода?

5. Как осуществляется замена масла?

6. Как подготовить высоковольтный ввод к ремонту.

7. Каковы типичные причины выхода из строя высоковольтных вводов

Виртуальная лабораторная работа №5
" МОНТАЖ, НАЛАДКА, ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ
И РЕМОНТ КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ "

Цель и содержание работы

Целью работы является изучение условий монтажа, наладки, испытаний и ремонта силового элегазового и вакуумного выключателей.

Теоретическое обоснование

Высоковольтный выключатель – это коммутационное устройство, расположенное на ключевых позициях систем электроснабжения, генерации, передачи и распределения электроэнергии.

Надежная и безотказная работа выключателя оказывает решающее влияние на безопасность и экономическую эффективность системы электроснабжения.

Элегазовые выключатели на напряжение 220 кВ серии ВГУ. Выключатели элегазовые серии ВГУГ предназначены для коммутации электрических цепей при рабочих и аварийных режимах в сетях трёхфазного переменного тока с заземлённой нейтралью на номинальные напряжения 220 кВ. Выключатели имеют автономный гидравлический привод типа ПГВ-12А1Т, ТУ 3414-010-48316876-2001. Выключатель имеет сертификат соответствия РОСС RU.ME27.B00983. ТУ на выключатели согласованы с РАО «ЕЭС России»:

Значения климатических факторов внешней среды – по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1 для климатического исполнения У1, при этом:

- высота установки над уровнем моря до 1000 м,
- рабочее значение температуры окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 40 °С.

Выключатель пригоден для работы при следующих условиях:

- толщина корки льда при гололёде – не более 20 мм,
- скорость ветра при наличии гололёда – не более 15 м/с,
- скорость ветра при отсутствии гололёда – не более 40 м/с,
- допустимое тяжение проводов в горизонтальной плоскости, приложенное к выводам полюса выключателя – не более 1500 Н.

– Окружающая среда – невзрывоопасная. Содержание коррозионно- активных агентов – по ГОСТ15150 (для атмосферы типа II).

Основные технические данные выключателей приведены в табл. 5.1.

Таблица 1 – Основные технические характеристики выключателей серии ВГУ

№ пп	Наименование параметра	Норма
1	Номинальное напряжение, кВ	220
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
3	Номинальный ток, А	3150
4	Номинальный ток отключения, кА	50
5	Полное время отключения, с	0,05

6	Собственное время отключения не более, с	0,025
7	Собственное время включения, с	0,12

Срок службы до среднего ремонта – 12 лет. Срок службы не менее 25

Гарантийный срок со дня ввода выключателя в эксплуатацию – 2 года при наработке, не превышающей значений ресурса по механической или коммутационной стойкости. Выключатель представляет собой комплект из трех механически не связанных друг с другом полюсов и распределительного шкафа.

Каждый полюс включает в себя дугогасительное устройство с конденсаторами для равномерного распределения напряжения, опорную колонку фарфоровых изоляторов, установленную на цоколе с гидроприводом. Гидропривод осуществляет оперирование выключателем. Связь между приводом и контактами дугогасительного устройства осуществляется посредством изоляционной тяги, проходящей внутри опорного изолятора. Каждый полюс снабжен индикатором плотности элегаза для сигнализации о снижении давления элегаза.

В распределительном шкафу размещены элементы электрической части схем управления выключателем и гидронасосным агрегатом привода. Цоколь с гидроприводом и распределительный шкаф снабжены основным и антиконденсатным подогревами и системой автоматического управления основным подогревом.

Автономный гидравлический привод обеспечивает работу полюсов выключателя в простых операциях «О» и «В» и в сложных циклах. Привод имеет автоматическую систему управления гидронасосным агрегатом для подкачки масла в систему высокого давления, что позволяет постоянно поддерживать уровень запасенной энергии. Привод имеет счетчики числа срабатываний «включение – отключение». Габаритные размеры полюсов ЭВ серии ВГУТ изображены на рисунке 1.

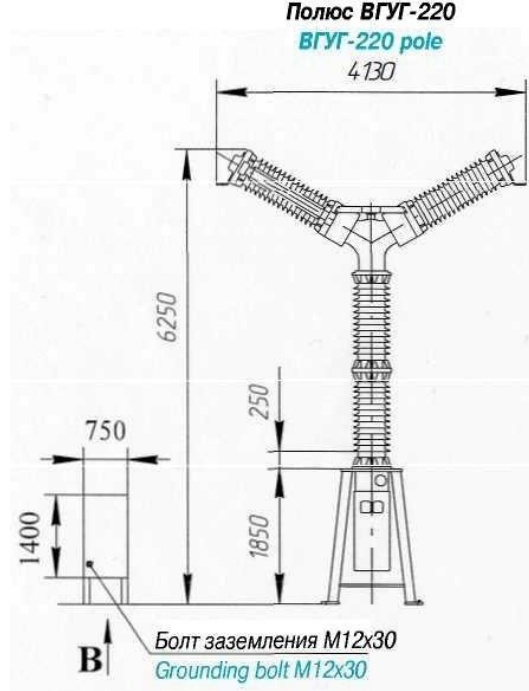


Рисунок 1 – Габаритные размеры полюсов ЭВ

Элегазовые выключатели на напряжение 110, 220 кВ серии ВГТ. Выключатели предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц.

Современные технологические и конструкторские решения и применение надежных комплектующих, в том числе высокопрочных изоляторов зарубежных фирм:

- высокая заводская готовность, простой и быстрый монтаж и ввод в эксплуатацию;
- высокая коррозионная стойкость покрытий, применяемых для стальных конструкций выключателя;
- высокий коммутационный ресурс, заданный для каждого полюса (п. 3.3), превосходящий в 2–3 раза коммутационный ресурс лучших зарубежных аналогов (в расчете на каждый полюс), в сочетании с высоким механическим ресурсом, повышенными сроками службы уплотнений и комплектующих, обеспечивают при нормальных условиях эксплуатации не менее, чем 25-летний срок службы до первого ремонта;
- возможность отключения токов нагрузки при потере избыточного давления газа в выключателе;
- сохранение электрической прочности изоляции выключателя при напряжении, равном 1,15 наибольшего фазного напряжения, в случае потери избыточного давления газа в выключателе;
- отключение емкостных токов без повторных пробоев, низкие перенапряжения.
- низкий уровень шума при срабатывании (соответствует высоким природоохранным требованиям);
- низкие динамические нагрузки на фундаментные опоры;
- полная взаимозаменяемость (по присоединительным и установочным размерам) с маломасляными выключателями серии ВМТ.

Основные технические данные выключателей серии ВГТ приведены в табл. 2.

Допустимое для каждого полюса выключателя без осмотра и ремонта дугогасительных устройств число операций отключения (ресурс по коммутационной стойкости) составляет:

- при токах в диапазоне свыше 60 до 100 % номинального тока отключения – 20 операций (таким образом, для трехполюсного выключателя суммарный коммутационный ресурс составляет в этом диапазоне токов 60 операций);
- при токах в диапазоне свыше 30 до 60 % номинального тока отключения – 50 операций;
- при рабочих токах, равных номинальному току, – 5000 операций
- «включение – произвольная пауза – отключение».

Таблица 2 - Основные технические характеристики выключателей серии ВГТ

№ пп	Наименование параметра	Норма	
		ВГТ-110	ВГТ-220
1	Номинальное напряжение, кВ	110	220
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	252
3	Номинальный ток, А	2500	
4	Номинальный ток отключения, кА	40	
5	Полное время отключения, с	0,055	
6	Собственное время отключения, с	0,035	
7	Собственное время включения, с, не более	0,062	

Допустимое число операций включения для токов короткого замыкания должно составлять не более 50 % от допустимого числа операций отключения; допустимое число операций включения при нагрузочных токах равно допустимому числу операций отключения.

Выключатели имеют следующие показатели надежности и долговечности:

ресурс по механической стойкости до первого ремонта – 10000 циклов «включение – произвольная пауза – отключение» ($B - tp - O$);

срок службы до первого ремонта – не менее 25 лет, если до этого срока не исчерпаны ресурсы по механической или коммутационной стойкости;

срок службы – не менее 40 лет.

Выключатели серии ВГТ относятся к электрическим коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых гасящей и изолирующей средой является: для исполнения У1 – элегаз (SF₆), а для исполнения ХЛ1*

– смесь газов (элегаз SF₆ + тетрафторметан CF₄).

Выключатель ВГТ-110М* состоит из трех полюсов (колонн), установленных на общей раме и механически связанных друг с другом. Все три полюса выключателя управляются одним пружинным приводом типа ППрК. В выключателе ВГТ-220И* каждый полюс имеет раму и управляется своим приводом.

Принцип работы выключателей основан на гашении электрической дуги потоком элегаза (газовой смеси), который создается за счет перепада давления, обеспечиваемого автогенерацией, т.е. за счет тепловой энергии самой дуги. Включение осуществляется за счет энергии включающих пружин привода, а отключение – за счет энергии пружины отключающего устройства выключателя.

Элегазовые выключатели на напряжение 110 кВ серии ВЭБ. ОАО «Уралэлектротяжмаш» выпускает с 2001 г. элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-1101Г-40/ 2500 УХЛ1*. Выключатель имеет пружинный привод типа ППрК и встроенные трансформаторы тока.

– Выключатель предназначен для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в сетях переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ в районах с умеренным и холодным климатом (до минус 55 °С) при следующих условиях:

– окружающая среда – невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию. Содержание коррозионно-активных агентов по ГОСТ 15150 (для атмосферы типа II);

– верхнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет 40 °С;

– нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет минус 55 °С;

– при гололеде с толщиной корки льда до 20 мм и ветре скоростью до 15 м/с, а при отсутствии гололеда – при ветре скоростью до 40 м/с;

– высота установки над уровнем моря – не более 1000 м;

– тяжение проводов в горизонтальном направлении – не более 1000 Н.

При заказе возможна поставка в климатическом исполнении Т1 (верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха плюс 55 °С). Выключатели успешно прошли полный комплекс испытаний на соответствие требованиям российских стандартов. Технические условия согласованы с РАО «ЕЭС России», МПС РФ и «Росэнергоатомом». Имеют сертификаты соответствия: № РОСС RU.MB03.B00090 и № РОСС RU.MB03.H00089.

Выключатель снабжен устройствами электроподогрева полюсов, которые при понижении температуры окружающего воздуха до минус 25 °С автоматически включаются и отключаются при температуре минус 19–22 °С.

Контроль утечки элегаза из полюсов выключателя осуществляется при помощи электроконтактных сигнализаторов плотности. Полюсы вы-

ключателя снабжены аварийной разрывной мембраной. Шеф-монтаж и наладка производятся специалистами завода-изготовителя. Габаритно-установочные и присоединительные размеры даны на рис. 2.

Основные технические данные выключателей серии ВЭБ приведены в табл. 5.3.

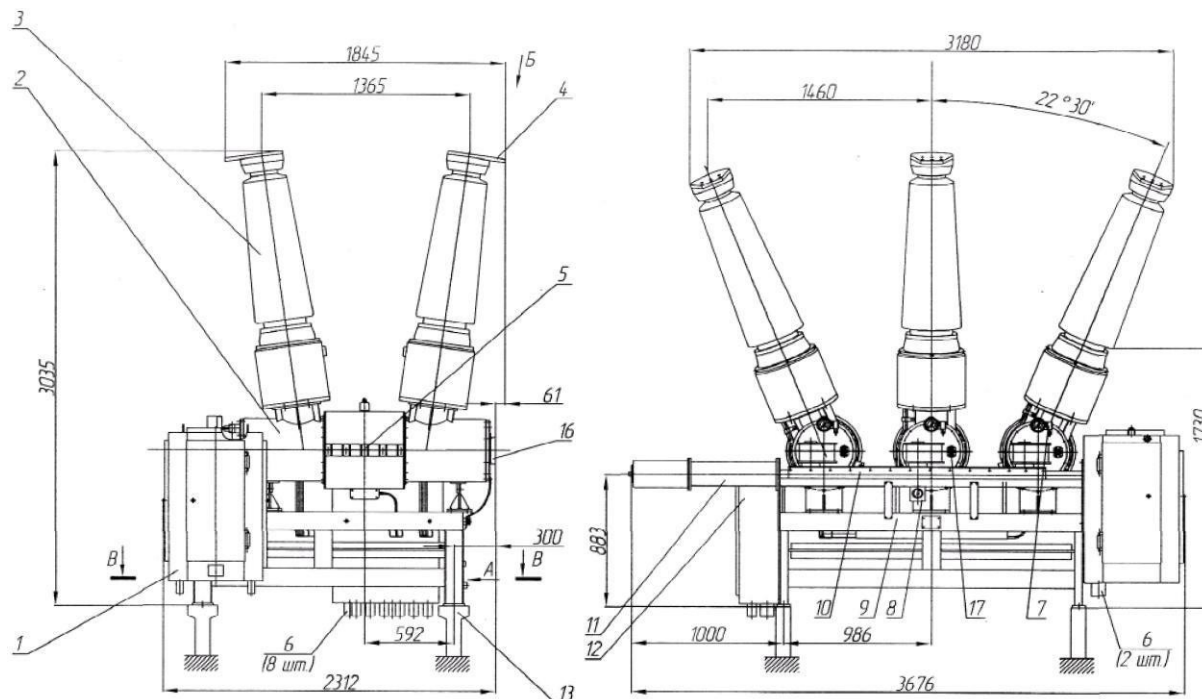


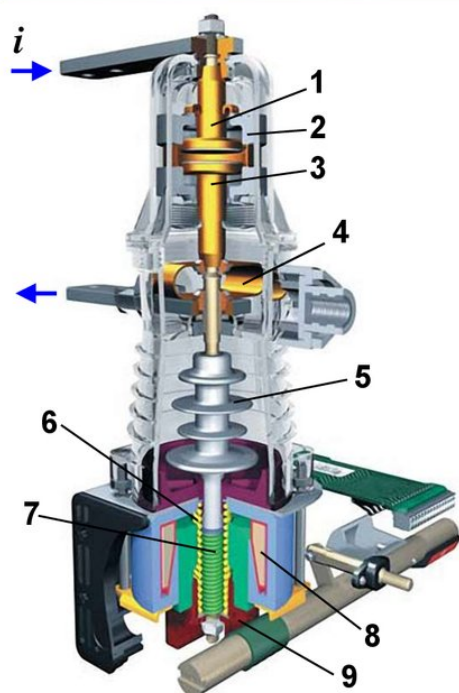
Рисунок 2 - Габаритные, установочные и присоединительные размеры

Вакуумный выключатель

Вакуумный выключатель — высоковольтный выключатель, в котором вакуум служит средой для гашения электрической дуги.

Вакуумный выключатель предназначен для коммутаций (операций включения-отключения) электрического тока — номинального и токов короткого замыкания (КЗ) в электроустановках.

Конструкция вакуумного выключателя



1. неподвижный контакт;
2. дугогасительная камера;
3. подвижный контакт;
4. гибкий токосъем;
5. тяговый изолятор;
6. отключающая пружина;
7. дожимная пружина;
8. электромагнит включения;
9. якорь.

Рисунок 3 – Конструкция вакуумного выключателя

Подготовка к монтажу и стыковке

Правила распаковывания. Вскрывать транспортную тару по мере необходимости. Перед распаковыванием ВГН необходимо убедиться в целостности транспортной тары. При распаковывании снимать только верхние крышки ящиков. Полная разборка транспортной тары не допускается. После вскрытия транспортной тары, выполнить монтажные работы как можно быстрее. Вскрытая транспортная тара предназначена для следующего интервала хранения: - на открытом воздухе не более четырех месяцев; - в закрытом неотапливаемом помещении не более шести месяцев. Чтобы предотвратить ущерб по причине коррозии необходимо исключить попадание воды в любом виде на внутренние части выключателя и привода. Для продления сроков хранения на открытом воздухе допускается обернуть и запечатать рабочие механизмы выключателя и привода алюминиевой фольгой, поставляемой вместе с тарой. Не допускается хранение транспортной тары с узлами и запасными частями выключателя ниже уровня талых, грунтовых, дождевых и др. вод. Распаковка рамы выключателя и шкафа привода

Монтаж и демонтаж выключателя

Конструкция транспортной тары представлена на рисунке 4. Рама выключателя и шкаф с приводом упакованы как одна сборочная единица (далее рама). Рама 1 расположена на твердой поверхности дна ящика 7 и закреплена брусками 3, 5. Дополнительно в тару упакован комплект анкерных болтов 6 для крепления выключателя к бетонным основаниям. Распаковка транспортной тары осуществляется демонтажем верхней крышки

ящика 7 и брусков 3. При выемке сборочной единицы из ящика выполнять строповку за установленные заранее рым-болты 2, 4.

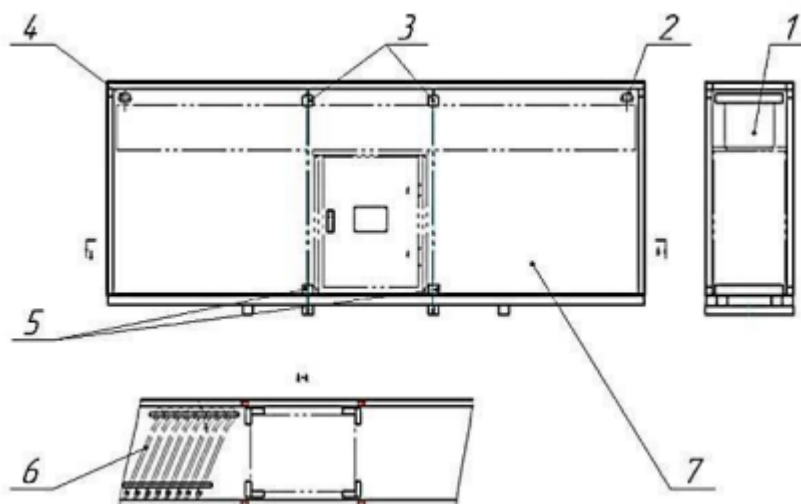


Рисунок 4 - Транспортная тара рамы

Распаковка полюсов Конструкция транспортной тары трех полюсных колонок показана на рисунке 7. Комплект полюсов 1 жестко закреплен на твердой поверхности внутри ящика 4. Распаковка осуществляется демонтажем верхней крышки ящика 4; откручиванием четырех фиксирующих гаек в местах между скобами 2 и деревянными балками 3. На рисунке 5 изображена транспортная тара полюсов.

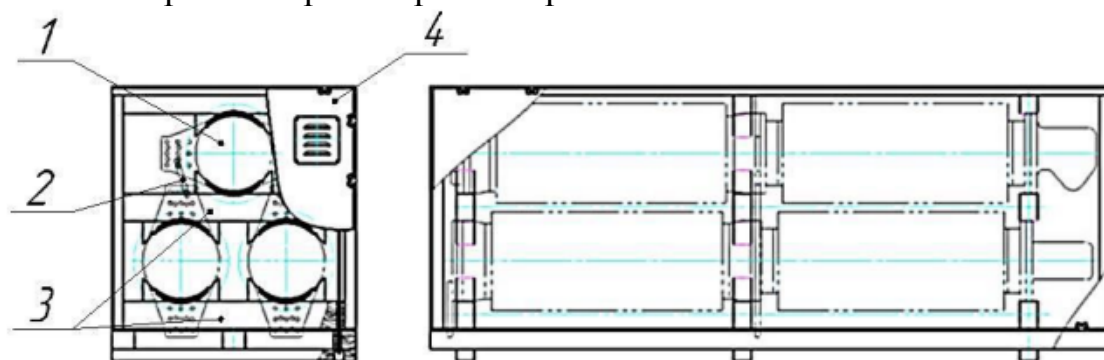


Рисунок 5 - Транспортная тара полюсов

Строповка и выемка полюсов из транспортной тары осуществляется следующим образом: - предварительно уложить на пол по два деревянных бруса 1, 2 для каждого полюса, в соответствии с рисунком 8, (размером, не менее 100×100×600) в качестве опорных точек для полюса 6; - поочередно вынуть полюсы 1, в соответствии с рисунком 6, из ящика 4 и установить на брусья 1, 2, в соответствии с рисунком 7, используя только нейлоновые стропы. Для этого завести одну петлю стропы 5 ниже ребер изолятора вокруг керамической колонны изолятора. Второй конец стропы вдеть в грузоподъемный крюк 4; - аналогично завести вторую петлю стропы 3 выше ребер изолятора вокруг керамической колонны изолятора. Второй конец петли вдеть в грузоподъемный крюк 4. ВНИМАНИЕ Полюсы должны быть уложены на самый нижний и самый верхний изоляционные фланцы.

Запрещается соприкосновение ребер изоляторов с полом! На рисунке 6 изображена Строповка полюса.

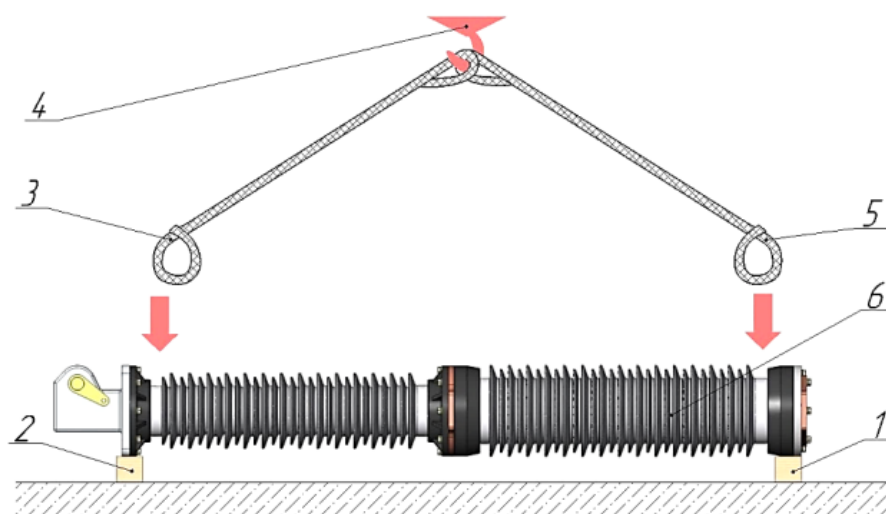


Рисунок 6 - Строповка полюса

Правила осмотра После вскрытия транспортной тары извлечь эксплуатационную документацию из шкафа привода со стороны торцевой крышки. Сверить соответствие технических данных выключателя данным указанным на табличке. Проверить комплектность выключателя в соответствии с комплектовочной ведомостью заказа. Перед монтажом узлов выключателя проверить: - отсутствие механических повреждений, следов ударов забоин и т.п. на контактных поверхностях и металлоконструкциях; - отсутствие повреждений лакокрасочных покрытий; - отсутствие трещин, сколов и прочих повреждений на изоляторах; - отсутствие видимых повреждений на компонентах, установленных внутри рамы выключателя и шкафа привода; - отсутствие окислов на контактных поверхностях (допускается устранить крацовкой из нержавеющей стали, с последующим обезжириванием поверхностей спиртом ГОСТ 17299-78). К монтажу не допускаются узлы и детали, имеющие какие-либо повреждения, до устранения дефекта или замены на новые. Сверить серийный номер привода на соответствие серийному номеру ВГН. Серийный номер ВГН указан на внешней стороне двери привода ВГН. Проверить положение механизмов привода и наличие блокировок. Привод должен находиться в разряженном состоянии. Направляющий ролик пружины включения привода должен совпадать с надписью – НЕ ГОТОВ. Направляющий ролик пружины отключения должен совпадать с надписью – ОТКЛ. **ВНИМАНИЕ** Если положения не соответствуют указанным выше, не трогать механизм и не управлять приводом, при этом обратиться в АО «КЭМОНТ». В соответствии с рисунком 9 проверить серийные номера полюсов и убедиться, что серийные номера соответствуют серийному номеру выключателя. Если серийный номер полюса не соответствует серийному номеру выключателя, монтаж полюса запрещен.

Проверить в полюсах наличие транспортного давления элегаза. Клапан для сброса давления находится в цоколе полюса. Для проверки необходимо: - отвернуть заглушку 2, в соответствии с рисунком 10 (а), от проходного штуцера 1 и перевернуть заглушку 2, в соответствии с рисунком 10 (б); - обратной стороной заглушки 2 слегка нажать на обратный клапан 3 проходного штуцера 1. После этого должен появиться характерный звук, вызванный действием выхода газа из полюса. **ВНИМАНИЕ** Если во время проверки не возникает утечки газа из полюса, то полюс может быть поврежден и непригоден к монтажу без дополнительных проверок. - для защиты обратного клапана при последующем монтаже полюсов навернуть заглушку 2, в соответствии с рисунком 10 (а), обратно на проходной штуцер 1. На рисунке 7 изображена проверка транспортного давления.

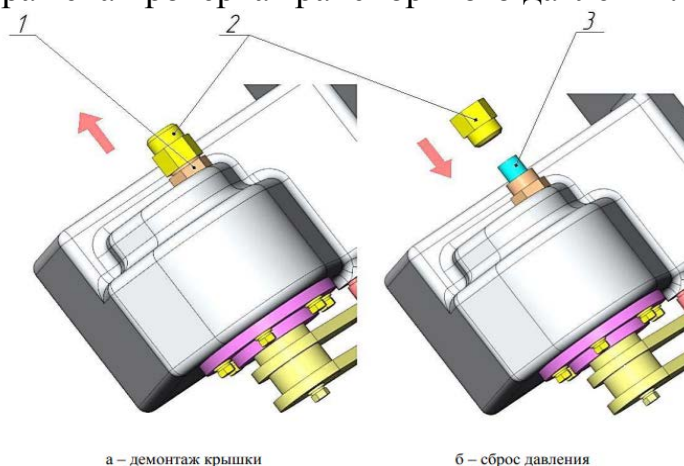


Рисунок 7 - Проверка транспортного давления

При транспортировании и хранении полюса, токоведущие контакты внутри него разомкнуты, отключающие пружины разгружены. Для исключения дребезга внутренних частей и повреждений кинематический механизм полюса зафиксирован. Фиксация механизма осуществляется осью 1, в соответствии с рисунком 11, один конец которой вставлен в цоколь 4 полюса, а второй в отверстия рычага 3. Ось 1 зафиксирована контрольной пластиной 2. Проверьте крепление оси 1 внешним осмотром. На рисунке 8 изображена проверка фиксации механизма полюса.

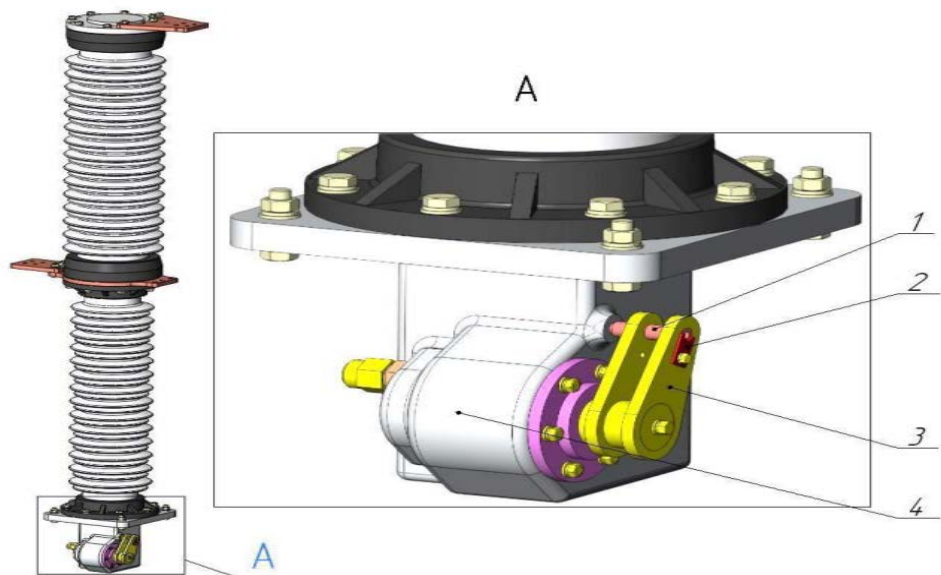


Рисунок 8 - Проверка фиксации механизма полюса

Требования к месту монтажа. На месте монтажа должна быть подготовлена соответствующая горизонтальная бетонная площадка или деревянный настил без посторонних предметов. Должно быть выставлено защитное ограждение, вывешены предупреждающие таблички. Должны быть обеспечены условия, исключающие попадания дождя, снега и пыли внутрь сборочных единиц в процессе хранения и монтажа. Строительная часть должна соответствовать требованиям, предъявляемым к электротехническим объектам по ПУЭ. Должны быть подготовлены фундаменты для опор выключателя. Марка бетона и способ заливки выбирается по общим строительным нормам, обеспечивающим необходимую прочность и несущую способность фундамента. Допустимая разность уровней фундамента не более 2 мм. На месте монтажа должно быть подготовлено: - необходимое технологическое оборудование и инструмент для монтажа; - необходимое грузоподъемное оборудование для безопасного перемещения и установки частей выключателя; - наличие нейлоновых и стальных строп (канатов, цепей) грузоподъемностью от 5 до 10 тонн. При монтаже металлоконструкций выключателя баллоны с элегазом или ящик с баллонами, полюсы, запасные части должны находиться вне зоны действия стрелы грузоподъемного оборудования. На место монтажа должен быть допущен только обученный персонал или шеф-персонал, имеющий допуск к работам.

Монтаж выключателя 3.4.1 Монтаж опор выключателя (в случае поставки предприятием-изготовителем): Каждая опора крепится четырьмя анкерными болтами. В комплект каждого анкерного болта входят две гайки и две шайбы. Способ монтажа опор выключателя показан на рисунке 12 и происходит в последовательности: - отвинтить гайки 5 и снять шайбы 6, 7 с анкерных болтов 8; - смазать резьбу анкерных болтов 8 согласно операции L1 (см. таблицу 3); - установить два рым-болта 3 и две гайки M16 в диагональные отверстия верхней пластины опоры 4; - вдеть крюки строп 2 в рым-болты 3 и поднять опору 4; - переместить опору 4, установить над

фундаментом 9 по анкерным болтам 8 и аккуратно опустить опору на плоскость фундамента; - установить на анкерные болты 8 шайбы 7, 6 и наживить гайки 5; - демонтировать стропы 2; - аналогичным способом установить вторую опору; - юстировать опоры выключателя металлическими прокладками (площадью не менее одной трети площади пятки опоры 4). Допустимая разность уровней верхних пластин опор не более 0,5 мм; допустимое смещение осей опор не более 1 мм. - затянуть гайки 5 моментом по таблице 5; - демонтировать рым-болты 8 и гайки M16.

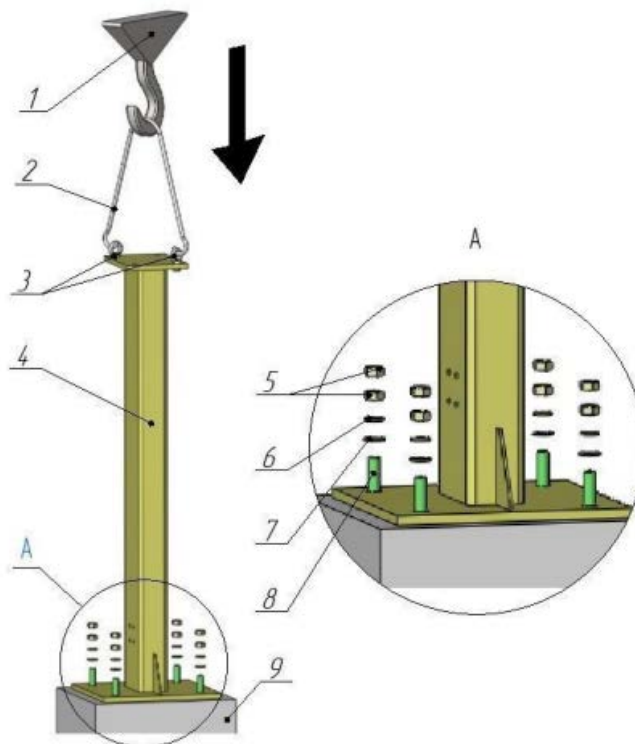


Рисунок 9 - Монтаж опор выключателя

Монтаж рамы выключателя Перед монтажом рамы на опоры демонтировать защитные кожухи справа и слева на дне рамы. В соответствии с рисунком 13 открутить болты 2 и снять кожух 1, аналогично снять второй кожух с другой стороны. На рисунке 10 изображен монтаж\демонтаж защитных кожухов

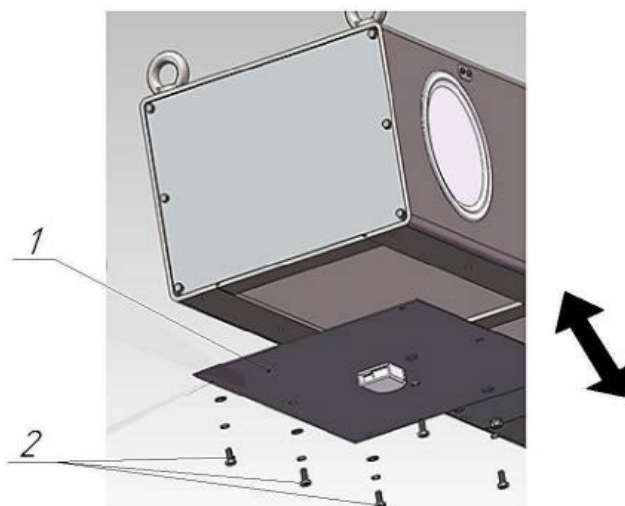


Рисунок 10 - Монтаж/демонтаж защитных кожухов

До начала монтажа рамы выключателя на опоры необходимо убедиться, что опоры надежно закреплены на фундаментах. Порядок монтажа имеет следующую последовательность: - застропить раму 2, в соответствии с рисунком 14, установив в рым-болты 7 стропы 8 и поднять раму немного выше высоты опор 1; - переместить раму 2 и выставить над опорами 1 соосно отверстиям верхних пластин опор, предварительно определив положение фасада в соответствии со строительным планом расположения оборудования на площадке; - плавно, избегая рывков и ударов, опустить раму 2 на опоры 1; - установить на болты 3 шайбы 4 и смазать болты согласно операции L1 (см. таблицу 3); - вставить болты 3 в отверстия верхних пластин опор 1, установить шайбы 4, 5 и наживить гайки 6. На рисунке 11 изображен монтаж рамы выключателя.

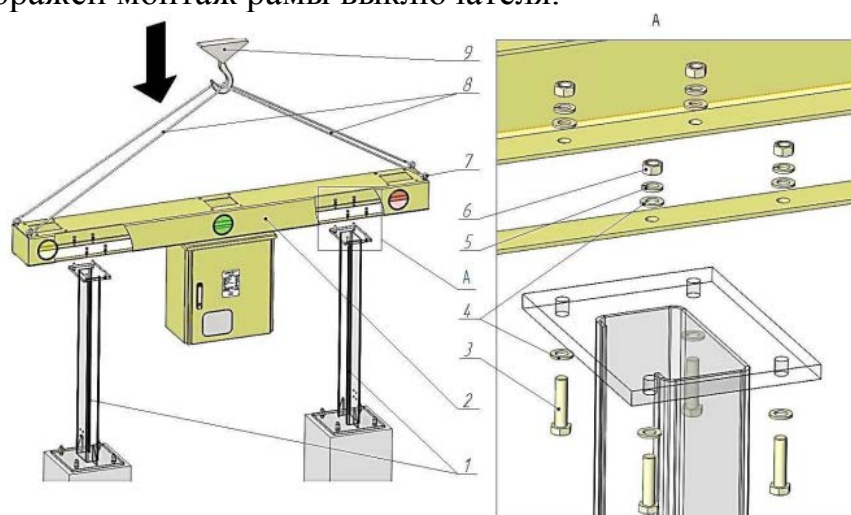


Рисунок 11 - Монтаж рамы выключателя

Минимальный необходимый инструмент для монтажа рамы: - геодезические приборы для определения разности высот и вертикальных

отклонений; - ключ 7811-0231 П 1Х9 ГОСТ 16983-80; - ключ 7811-0235 П 1Х9 ГОСТ 16983-80; - ключ моментный 135 – 1000 Н×м, тип 2, класс А.

Монтаж полюсов Перед предварительным монтажом полюсов выключателя демонтировать все защитные заглушки 1 из окон боковин рамы. Для этого аккуратно поддеть кромку заглушки плоской отверткой и выдавить наружу как показано на рисунке 15. Демонтировать транспортные заглушки 2, отвернув крепежные болты М16×80. Болты использовать для крепления полюсов. Для безопасной транспортировки, газовые трассы выключателя закреплены специальными транспортировочными уголками, которые необходимо демонтировать. В соответствии с рисунком 16 необходимо открутить болт 1, вывернуть винт 4, плоской отверткой увеличить зев хомута уголка 2 и демонтировать уголок. Для удобства монтажа необходимо вывернуть транспортные заглушки 5 из газовой системы 3 (допускается выворачивать после монтаж полюсов). Аналогично демонтировать остальные уголки 2 и заглушки 5. На рисунке 12 изображен демонтаж заглушек, а на рисунке 13 изображен демонтаж транспортных деталей.

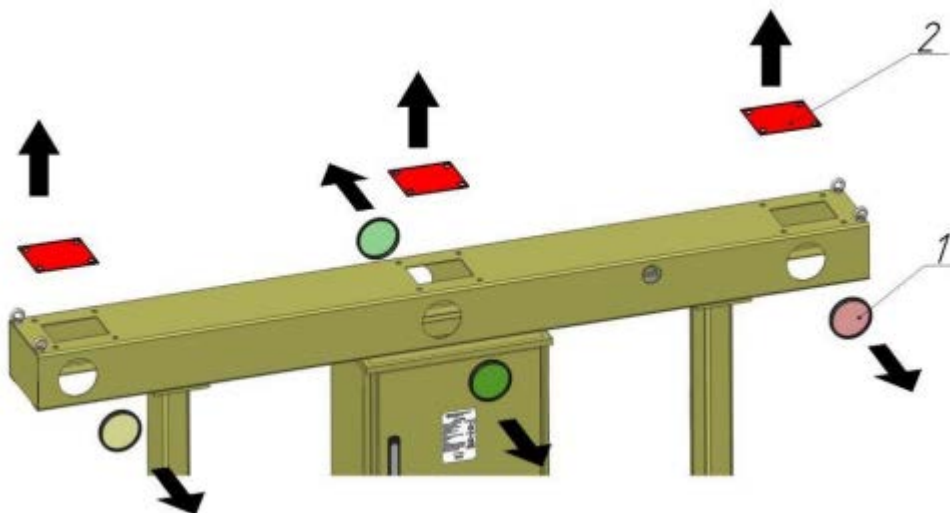


Рисунок 12 - Демонтаж заглушек



Рисунок 13 - Демонтаж транспортировочных деталей

Последовательность установки полюсов выбирается произвольно. При этом все рабочие операции установки имеют одинаковую хронологию для каждого полюса. Полюса поступают на место монтажа со смонтированными высоковольтными токоведущими контактами. Монтаж верхнего и нижнего высоковольтных токоведущих контактов на полюс предусмотрен с противоположных сторон, при необходимости можно поменять сторону установки контактов. Способ монтажа верхнего высоковольтного контакта показан на рисунке 17 и состоит из следующей последовательности: - установить шайбы 2, 3 на болты 1; - установить контакт 4 на фланец 5, совместив отверстия контакта и фланца; - установить в отверстия болты 1; - затянуть болты 1. На рисунке 14 изображен монтаж верхнего высоковольтного контакта.

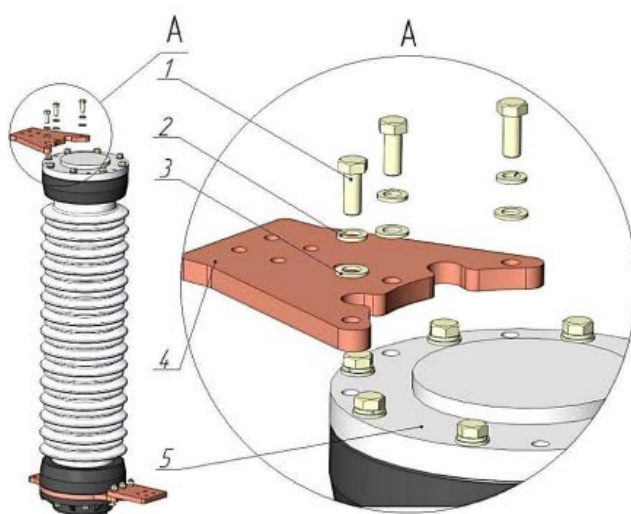


Рисунок 14 - Монтаж верхнего высоковольтного контакта

Способ монтажа нижнего высоковольтного контакта показан на рисунке 18 и состоит из следующей последовательности: - смазать привалочные поверхности опорного контакта 2 и контакта 3 согласно операции L5 (см. таблицу 3); - смазать болты 1 и шайбы 2, 3 согласно операции L1 (см. таблицу 3) по карте нанесения смазки в соответствии с рисунком 28 (а). - установить контакт 3 на опорный контакт 2, совместив отверстия контактов; - вставить болты 1 в отверстия контактов 2, 3; - установить на болты 1 шайбы 4, 5 и навинтить гайки 6; - затянуть гайки 6. На рисунке 15 изображен монтаж нижнего высоковольтного контакта, а на рисунке 16 изображен подъем полюса в вертикальное положение

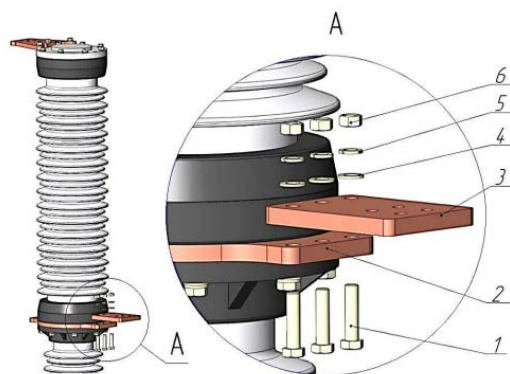


Рисунок 15 - Монтаж нижнего высоковольтного контакта

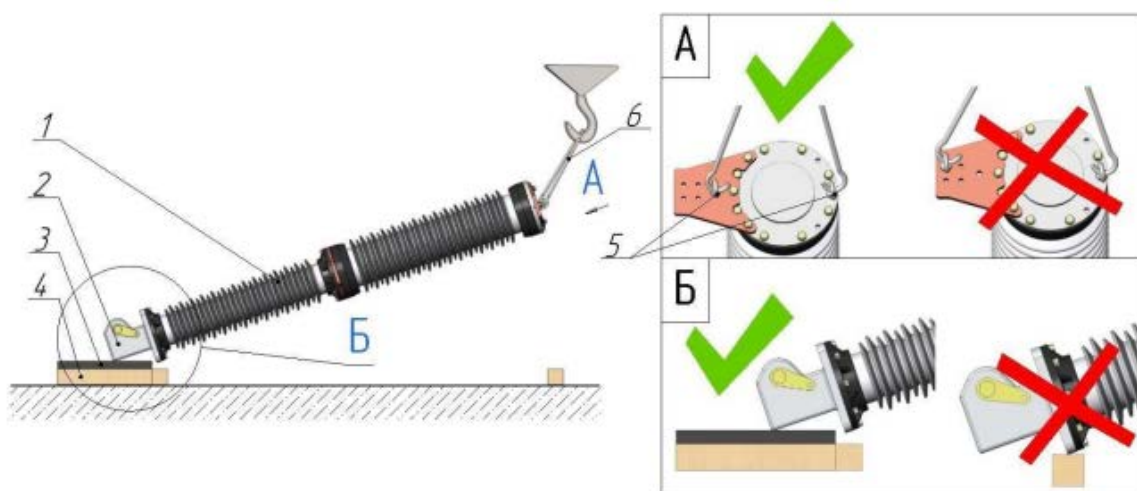


Рисунок 16 - Подъем полюса в вертикальное положение

Диагностические испытания высоковольтных выключателей

Диагностические испытания высоковольтных выключателей проводятся для выявления возможных развивающихся дефектов и последующего их устранения. Какие бывают отказы.

К отказам коммутационного оборудования относятся:

- задержка в отключении токов КЗ, неправильно выставленная уставка;
- неисправности в контактах, нагары, отсутствие смазки, разрегулировка контактов;
- перекрытия элементов внутренней и внешней изоляции;
- поломки изолирующих частей;
- отказы механики приводов;
- неисправности контактов КСА;
- выход из строя катушек включения и отключения.

Испытания выключателей и проверку работоспособности приводов выполняют при монтаже электроустановки и в процессе текущих и капитальных ремонтов. Регулярная проверка коммутационных высоковольтных устройств – важное условие бесперебойной работы потребителя на протяжении всего срока эксплуатации.

Проверка высоковольтных выключателей и приводов должна проводиться специализированной электролабораторией, которая имеет патент на выдачу юридических документов.

Наша высоковольтная электролаборатория «СтандартСервис» имеет всё необходимое техническое оснащение для проведения измерений и испытаний высоковольтных выключателей и для проверки работоспособности механического привода. Мы обладаем правом проведения электроиспытаний и электрических измерений на основании свидетельства Ростехнадзора, которое дает нам возможности выполнять испытания любой сложности и типа. Свидетельство подтверждается каждые три года.

Помимо сертификата, в штате ЭТЛ команда инженеров, квалификация которых подтверждена документом об образовании и удостоверением с группой допуска не менее IV. На рисунке 17, 18 изображен инженер рядом с оборудованием.

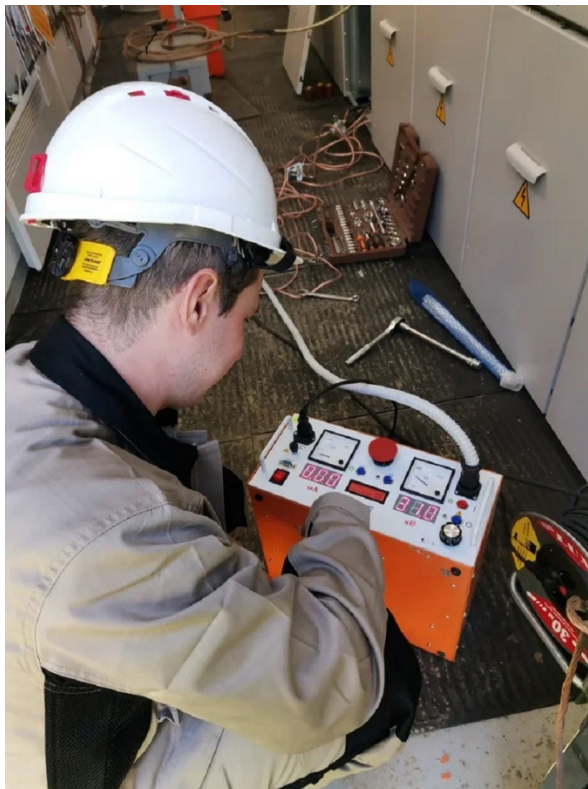


Рисунок 17 – Инженер и оборудование

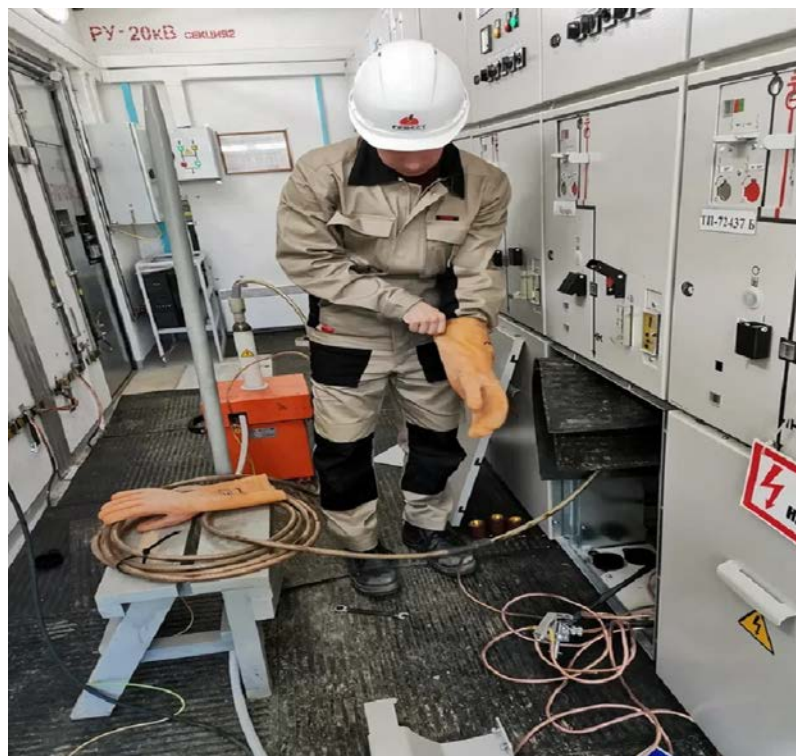


Рисунок 18 – Инженер и оборудование

Общие правила техники безопасности

Все работы с выключателями в части техники безопасности производить в соответствии с требованиями установленными в следующих документах:

- ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.3.009-76 с дополнениями и уточнениями, изложенными в настоящем разделе;

- «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей»,
2003 г.;

- «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ»;

- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок»;

- «Санитарные правила работы с источниками неиспользуемого рентгеновского излучения»;

- «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих

под давлением» в части эксплуатации баллонов с газом.

Каждый работник, допускаемый к работе с выключателем, должен пройти соответствующий инструктаж, подробно ознакомиться с устройством выключателя, настоящей инструкцией, руководством по эксплуатации.

Персонал, производящий капитальный ремонт выключателей, должен пройти обучение и быть аттестованным предприятием-изготовителем выключателя.

При проведении такелажных работ обращайте внимание на состояние и правильную установку (строповку) грузоподъемных устройств.

Металлоконструкции выключателя в процессе эксплуатации должны быть надежно заземлены. Места заземления см. на 2ГК.256.078 МЧ.

Работы, выполняемые с лестниц, платформ или подмостей, должны производиться в соответствии с действующими правилами безопасности. При плохой погоде избегайте работ с частыми подъемами на лестницы и платформы.

Все высотные, погрузочно-разгрузочные работы выполнять строго в защитных касках.

Монтаж и наладка полюсов на высоте должны проводиться только из корзинки подъемника, обслуживающий персонал при этом должен быть пристегнут к ней.

Внимание! Наступать или садиться, опираться лестницу на фланцы изоляторов запрещается.

Меры безопасности при работе с газовой смесью – как с чистой, так и загрязненной продуктами разложения газов SF₆ и CF₄.

Требования для помещений для проведения ремонтов и ревизий представлены.

Перед проведением монтажных и наладочных работ необходимо убедиться в блокировке подвижных частей выключателя, для исключения непреднамеренных срабатываний. В целях безопасности включающие и отключающие пружины должны быть разряжены при транспортировании привода, при его монтаже и хранении.

Внимание! Не оперируйте ненагруженным приводом. Включение и отключение можно производить только после того, как привод подсоединен и отрегулирован совместно с полюсами выключателя и выключатель находится под рабочим давлением газа. Оперирование ненагруженным приводом может привести к тяжелым травмам и поломке оборудования.

Следует осторожно обращаться полюсами, оберегая их от толчков, ударов при проведении такелажных работ и монтажа.

Внимание! Строповка за ребра или тело фарфоровых изоляторов вне указанной зоны запрещена! Запрещается поднимать и перемещать полюса при наличии во внутренних полостях избыточного давления более транспортного 0,05 МПа (0,51 кгс/см²).

Газовые баллоны, газотехнологическое оборудование должны находиться в строго отведенном для этого месте и должны быть защищены от механических повреждений.

При наладке и испытаниях выключателя под давлением на участке, где производятся испытания, не должно быть посторонних лиц, не связанных с испытаниями. Персонал должен использовать соответствующие средства индивидуальной защиты (СИЗ) от поражения осколками фарфора, выброса газов и др.

При всех видах работ должны соблюдаться гигиенические нормы воздействия на персонал электрического поля токов промышленной частоты в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.002-84.

Безопасная работа должна быть обеспечена на протяжении всего срока службы выключателя.

Перед проведением ремонтных работ на приводе выключатель необходимо перевести в отключенное положение и разрядить включающие пружины привода. Для разряда включающих и отключающих пружин отключите питание электродвигателя и выполните цикл ВО вручную.

При проведении монтажных и ремонтных работ на выключателе на ключах управления, в шкафу привода и распределительном шкафу ОРУ, должны быть вывешены плакаты: «НЕ ВКЛЮЧАТЬ! РАБОТАЮТ ЛЮДИ!» и «НЕ ОТКРЫВАТЬ! РАБОТАЮТ ЛЮДИ!».

Ремонтные работы и обслуживание необходимо проводить при отсутствии напряжения на выводах выключателя и в цепях управления привода, цепях обогрева, в соответствии с действующими Правилами техники безопасности.

Техника безопасности при работе с газами

Чистый неиспользованный элегаз (SF₆) не содержит ядовитых веществ, не имеет запаха и цвета, обладает очень высокой химической стабильностью. При нормальной температуре элегаз не реагирует ни с одним известным веществом. Чистый элегаз является нетоксичным газом и не опасен для дыхания, если содержание кислорода в воздухе более 20 %. Утечка элегаза из установленного на открытом воздухе выключателя не представляет опасности для обслуживающего персонала.

При работе с элегазовым оборудованием в помещении необходимо учитывать, что элегаз в пять раз тяжелее воздуха и поэтому, в случае его утечки или выброса, он легко аккумулируется в нижних зонах, таких как кабельные каналы, баки и т.п. При аккумулировании большого количества элегаза может появиться риск удушья вследствие недостатка кислорода. Необходимо выполнять все работы в хорошо вентилируемых зонах.

При температуре горения дуги 1500 – 5000 К элегаз частично разлагается. При нормальной работе выключателя концентрация газообразных продуктов разложения поддерживается низкой, благодаря наличию адсорбентов. Твердые продукты разложения являются фторидами в виде порошка. При работе с вредными для здоровья продуктами разложения элегаза и отходами необходимо использовать соответствующие СИЗ:

- противогазы или лицевые маски;
- комбинезоны;
- пластиковые или резиновые перчатки.

При появлении в помещении с элегазовым оборудованием запаха тухлых яиц все лица без указанных защитных средств обязаны покинуть помещение. Газ удаляется из отключенного выключателя с помощью специального газотехнологического оборудования, которое также используется для очистки газа. Продукты распада, которые образовались в выключателе, необходимо удалять с помощью пылесоса с микропористым фильтром и без ворсовой ветоши, смоченной в растворителе. Все отходы и использованные адсорбенты собирать в емкости (пакеты) и утилизировать

как химические отходы. Защитные перчатки и пылевой мешок пылесоса должны быть тщательно промыты большим количеством воды. После работы необходимо тщательно вымыть руки.

4 Элегаз влияет на экологию, но это влияние очень мало. Тем не менее, при вскрытии элегазового оборудования элегаз следует собирать и использовать снова либо утилизировать.

При горении дуги в элегазе возникают токсичные продукты распада элегаза. Для их нейтрализации применяются специальные адсорбенты.

Тетрафторметан нетоксичен, но при длительном вдыхании воздуха с низкими концентрациями возможен наркотический эффект. При вдыхании воздуха с большими концентрациями возможно кислородное голодание и развитие симптомов, сходных с высотной болезнью – сопровождающиеся головной болью, помутнением сознания, тошнотой, головокружением. При контакте с кожей сжиженного тетрафторметана возможно обморожение. Поэтому при работе необходимо использовать СИЗ по п. 2.2.3.

Газ тетрафторметан (CF₄) тяжелее воздуха в три раза, поэтому может скапливаться в нижней части недостаточно проветриваемых помещений, технических колодцев, подвалов, снижая концентрацию кислорода в воздухе. При попадании человека в такую атмосферу возможна его быстрая гибель от удушья. Поэтому необходимо выполнять все работы в хорошо вентилируемых зонах.

Тетрафторметан является газом, вызывающим сильный парниковый эффект. Но этот газ не вносит существенный вклад в парниковый эффект, так как его концентрация в атмосфере очень низка. Тетрафторметан не разрушает озоновый слой Земли. Это происходит потому, что озон разрушают атомы хлора, образующиеся при фотодиссоциации хлорфторуглеродов под воздействием ультрафиолетового излучения Солнца.

Внимание! Элегаз и тетрафторметан, продукты их распада не должны выбрасываться в атмосферу при установке, обслуживании, ремонте или демонтаже оборудования!

Из чего состоят проверки и испытания высоковольтных выключателей?

Мы производим комплексные испытания выключателей среднего, высокого и сверхвысокого напряжения до 750 кВ. Для того, чтобы утвердиться в надежности коммутационного аппарата в процессе испытаний мы выполняем полный комплекс проверки. Что входит в перечень проверок

Полный комплекс испытаний состоит из следующих проверок:

- визуальный осмотр, обследуем корпус выключателя на повреждения, сколы, трещины, потеки масла, другие повреждения;
- измерение электрической прочности изоляции, проверка на целостность;
- измерение статических и динамических сопротивлений в камерах с главными контактами;
- измерение количества рабочих циклов;

- измеряем сопротивление изоляции при постоянном токе;
- замер сопротивления контактов и сравнение результатов с паспортными характеристиками;
- испытание при повышенном напряжении, 1 минута;
- силу прижима, длину хода подвижных, втычных контактов;
- проверка фактических характеристик заявленным в паспорте устройства;
- измерение минимального времени срабатывания и проверка на одновременность;
- определение напряжения отпускания и измерение минимального рабочего напряжения, необходимого для срабатывания электромагнита;
- оценка рабочих контактов на нагрев с помощью тепловизора.

Кроме полного комплекса испытаний мы производим набор стандартных типовых испытаний, они нужны для проверки работы выключателя и механики привода, их перечень включает:

- Проверку времени срабатывания
- Анализ тока катушек
- Проверка работы при пониженном напряжении
- Измерение хода и перемещения контактов
- Отключение при понижении напряжения
- Определение непрямого размыкания по току

Периодичность проведения испытаний

Для безаварийной работы высоковольтных выключателей важность соблюдения сроков испытаний трудно переоценить. Проверки выполняют в соответствии с требованиями ПУЭ и нормативами, определенными заводом-изготовителем в инструкциях.

У нас есть все необходимое оборудование для проведения испытаний выключателей любых типов, наши профессионалы проведут все необходимые замеры и предъявят все нужные заключения, которые заверят печатями.

С нами вы можете быть спокойны за работоспособность любого элемента высоковольтного коммутационного выключателя на вашем предприятии

Регулярные, по графику проводимые испытания и проверки работоспособности масляных, вакуумных, элегазовых выключателей, контакторов ключ к эффективной и безаварийной работе промышленных предприятий.

Протокол испытания высоковольтных выключателей

Результаты диагностики фиксируют в протоколе. Каждое испытание оценивается в соответствии с параметрами, заданными производителем, либо лимитами, которые вы задает потребитель.

Протоколы, включают всю информацию, связанную с оборудованием и проведенными испытаниями. Это дает полное представление об объекте испытаний, результатах его испытаний и его состоянии.

Благодаря современным приборам мы можем диагностировать элементы контактной группы в течение полного коммутационного цикла. Поэтому можем предоставить полученные результаты не только в виде таблицы, но и с помощью графика. Мы можем определить с высокой точностью начала и окончания хода контактов, разность хода как главных, так и резистивных контактов.

Некоторые виды испытаний высоковольтных выключателей и диагностики производятся путем многочисленных опробований при номинальном напряжении.

Разъединители новых типов

В последнее время начинают применяться разъединители нового типа — «подвесные». Один из видов таких разъединителей (РПНЗ-500) практически уже используется на крупных энергетических объектах. Особая конструкция этих аппаратов существенно меняет общую компоновку ОРУ и, сокращая общие размеры, дает значительный экономический эффект, что делает ее весьма перспективной. Исполнение этих аппаратов следующее: нижний неподвижный открытый контакт устанавливается на опорных изоляторных колонках и имеет вид конусообразного гнезда; на нижнем контакте сбоку расположен вспомогательный контакт для оперативного включения телескопического заземлителя, располагаемого под опорными колонками; верхний подвижный контакт шарообразной формы подвешен через изоляторную гирлянду на стальном ходовом рабочем тросе и перемещается от электропривода через систему роликов-блоков; равномерность движения верхнего контакта обеспечивается подвеской на тросе груза-противовеса; к верхнему подвижному контакту подсоединен шарнирно жесткий стержень-шинопровод от сборных шин. Монтажные работы достаточно просты и заключаются в следующем: Ревизия, сборка и установка нижней опорной конструкции с неподвижным контактом. Ревизия и установка на место (портал) рабочей тросовой системы (ролики, блоки, груз-противовес), натяжка троса и присоединение его к барабану электропривода.

Регулировка всей системы с обязательным достижением соосности всех трех полюсов (фаз), а также одновременности замыкания контактов. Установка в скважину диаметром 300 — 400 мм, глубиной 2,8 — 3,0 м специального телескопического заземлителя под нижним рабочим контактом. Установка заземлителя требует тщательного выполнения для обеспечения надежности рабочего контакта заземляющего ножа.

Предварительная подготовка

До проведения лабораторной работы необходимо по соответствующим ссылкам просмотреть фильмы, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Фильмы для подготовки к проведению лабораторной работы

<i>Название учебного фильма</i>	<i>Ссылка</i>
<i>Испытание силовых выключателей</i>	https://www.youtube.com/watch?v=uqOkAl5OZVg
<i>Устройство, принцип действия и эксплуатация элегазового выключателя ВГТ-110</i>	https://www.youtube.com/watch?v=Oqh6NXcnjZ4
<i>Вакуумные выключатели</i>	https://www.youtube.com/watch?v=KS1k6zuUyjc
<i>Вакуумный выключатель</i>	https://www.youtube.com/watch?v=c2lICE15dh4
<i>Как устроен привод элегазового выключателя</i>	https://www.youtube.com/watch?v=2v0h3eDC18s&t=121s

Методика и порядок выполнения работы

Предварительно до занятий самостоятельно просмотреть фильмы, представленные ссылками в таблице 1. Ознакомиться с теоретическим материалом по предлагаемой преподавателем ссылке. Ответить на контрольные вопросы и написать отчет о лабораторной работе. Изучить вопросы техники безопасности.

Контрольные вопросы и защита работы

Защита лабораторной работы проводится при наличии письменного отчета в форме опроса. Примерные вопросы к защите лабораторной работы.

Монтаж

1. Каковы основные требования к безопасности, которые необходимо соблюдать при монтаже электровыключателей?
2. Какие инструменты и материалы необходимы для безопасной и эффективной установки электровыключателей?
3. Какие распространенные ошибки следует избегать при монтаже электровыключателей?
4. Какие меры безопасности необходимо соблюдать при монтаже электровыключателей?
5. Каким постоянным напряжением и в течение какого времени проверяется высоковольтный выключатель?
6. Каковы требования к заземлению при монтаже выключателя?

7. Как монтировать и подключать блок выключателя

Наладка

1. Какие основные типы выключателей и их назначение
2. Каковы этапы проверки и наладки выключателя?
3. Как проверить правильность срабатывания релей защиты?
4. Какие параметры измеряются при наладке выключателя?
5. Какие документы оформляются по результатам наладки выключателя?
6. Как измеряется контактное сопротивление и каковы допустимые значения?
7. Каковы преимущества и недостатки использования элегазовых выключателей по сравнению с другими типами выключателей?
8. Как проверяется герметичность выключателя и каков допустимый уровень утечки

Испытания

1. Как проводят испытания высоковольтного выключателя?
2. Какие испытания проводятся во время наладки выключателя?
3. Какие параметры измеряются во время испытаний электровыключателей?
4. Какое оборудование используется для проведения испытаний электровыключателей?
5. Каковы цели и задачи испытаний электровыключателей?
6. Каковы требования к квалификации персонала, проводящего испытания электровыключателей?
7. Каковы требования к документации и отчетности по результатам испытаний электровыключателей?
8. Какие факторы влияют на выбор метода испытаний электровыключателя?
9. Каков порядок действий при обнаружении неисправности электровыключателя во время испытаний?
10. Какие меры безопасности следует соблюдать при проведении испытаний электровыключателей?

Ремонт

1. Какие основные этапы ремонта выключателей?
2. Каковы требования безопасности при ремонте
3. Каковы процедуры демонтажа элегазового выключателя?
4. Как проводится ремонт или замена контактов элегазового выключателя?
5. Как восстанавливается изоляция элегазового выключателя?
6. Каковы процедуры сборки элегазового выключателя после ремонта?
7. Какие основные компоненты выключателя необходимо ремонтировать или заменять?

8. Как безопасно извлечь дугогасительную камеру из элегазового выключателя

Виртуальная лабораторная работа №6

"МОНТАЖ, НАЛАДКА, ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ И РЕМОНТ СИСТЕМ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ОШИНОВКИ ПОДСТАНЦИЙ"

Цель и содержание работы

Целью работы является изучение условий монтажа, наладки, приемосдаточных работ и ремонта систем учета электроэнергии и ошиновки подстанций.

Теоретическое обоснование **Монтаж счётчиков электроэнергии:**

Выполнение монтажа, наладки и ремонта счетчиков электроэнергии требует специальных знаний и навыков.

Монтаж счетчика электроэнергии включает в себя установку прибора на специально подготовленное место в соответствии с требованиями нормативной документации. Необходимо правильно подключить счетчик к электрическим проводам.

Приведены следующие правила и требования к монтажу счётчиков электроэнергии:

- Способ крепления счётчика должен обеспечивать его надёжную фиксацию в вертикальной плоскости.
- В зависимости от способа установки и предполагаемых температурных режимов подбирается соответствующий тип счётчика.
- Конструкция узла подключения счётчика должна предусматривать возможность её опломбировки.
- Для обеспечения длительной бесперебойной эксплуатации счётчик должен располагаться в отапливаемых помещениях с температурой не менее 0 °С, в легко доступных местах для проверки показаний.
- Расположение счётчика должно осуществляться на высоте от уровня пола до зажимов в пределах от 0,8 до 1,7 м.
- При расположении счётчика в местах прохода, частого передвижения людей, возможных интенсивных загрязнений необходимо предусмотреть запирающийся шкаф или щит.
- В защитных кожухах и шкафах из непрозрачных материалов обязательно устанавливается прозрачное окно или несколько окон, обеспечивающих беспрепятственный контроль показаний.
- При установке зажимов величина оголённого участка провода должна рассчитываться таким образом, чтобы предотвратить несанкционированное подключение к цепям учёта.
- Конструкция шкафа, его габариты и способ установки счётчика должны обеспечивать возможность беспрепятственной замены прибора учёта при необходимости.
- Для предотвращения безучётного потребления запрещено обустраивать пайку проводов до счётчика.

– Перед началом подключения обязательно подготовьте место установки, все необходимые инструменты и материалы.

Наладка электросчётчика

Наладка счетчика предполагает проверку правильности его работы, установку параметров, программирование и тестирование прибора на корректность показаний.

Управляющая организация обязана проводить проверки:

Состояния установленных и введённых в эксплуатацию индивидуальных, общих (квартирных), комнатных приборов учёта и распределителей, факта их наличия или отсутствия.

Достоверности представленных потребителями сведений о показаниях приборов учёта путём сверки их с показаниями соответствующего прибора учёта на момент проверки (в случаях, когда снятие показаний таких приборов учёта осуществляют потребители).

Такие проверки должны проводиться исполнителем не реже одного раза в год, а если проверяемые приборы учёта расположены в жилом помещении потребителя, то не чаще одного раза в 3 месяца.

Ремонт счетчиков электроэнергии включает в себя выявление неисправностей, их устранение, замену деталей и проверку работоспособности прибора.

Для безопасной эксплуатации счетчиков электроэнергии и гарантии их точности рекомендуется обращаться к профессионалам, имеющим опыт и сертификаты на проведение соответствующих работ.

Некоторые признаки неисправности счётчика:

- слишком высокий расход электроэнергии;
- скачки показаний;
- повышенная стоимость электроэнергии.

Возможные причины неисправности:

- постоянные перегрузки;
- перегрев и оплавление контактов;
- выгорание проводов, контактных площадок, корпуса;
- механические повреждения;
- сбой в работе внутренних деталей.

При обнаружении неисправности счётчика следует обратиться за помощью и консультацией к специалистам. Не пытайтесь отремонтировать прибор самостоятельно.

Чтобы убедиться в неисправности, свяжитесь с поставщиком: его контакты указаны в паспорте прибора. Либо позвоните представителю ТСЖ или управляющей компании. Специалисты осмотрят прибор, выявят причину неполадок и проведут замену.

Подготовительные работы

Перед началом подключения обязательно подготовьте место установки, все необходимые инструменты и материалы. Так как от этого напрямую зависит удобство проведения работ, надежность крепления и конечный результат. Из инструментов и материалов вам могут пригодиться:

- Мультиметр или индикаторная отвертка;
- Перфоратор, набор дюбелей;
- Кусачки, плоскогубцы, набор отверток;
- Клещи для удаления изоляции или канцелярский нож;
- Линейка, рулетка, строительный уровень;
- Соединительные провода подходящего сечения и длины;
- Паяльник, гильзы или самозатяжные клеммы, термоусадочные трубки;
- Модульное защитное оборудование (автоматические выключатели, УДТ, УЗИП, реле контроля напряжения и прочие);
- Электрический щит или кожух для прибора учета.
- Если установка и подключение электросчетчика производится в старый щит, обязательно проверьте соответствие старого крепления новому прибору учета. Если выяснится, что способ монтажа не подходит, подготовьте новую DIN рейку или дюбеля. В случае ввода в работу нового объекта с установкой щита или кожуха, их необходимо смонтировать на этапе подготовки. Для этого:
 - Снимите верхнюю крышку, как правило, для этого достаточно открутить винты;
 - Установите кожух на стену или в другое место, предусмотренное проектом;
 - Для монтажа кожуха можно использовать дюбель или другой элемент, в зависимости от материала монтажной поверхности.

Следует отметить, что в проектной документации место установки может определяться как внутри помещения, так и снаружи – на фасаде здания или на отдельно установленной опоре. Для каждого из вариантов производится свой перечень подготовительных работ.

Установка электросчетчика внутри помещения.

Перед подключением прибора учета обязательно осуществляется ввод питающего кабеля в помещение, освобождается пространство. Место установки выбирается таким образом, чтобы доступ к электросчетчику не загромождали стены, элементы интерьера, мебель и т.д. Не стоит монтировать за дверью, непосредственно в проходе или местах постоянного перемещения людей, избегайте углов и поверхностей, которые подвергаются воздействию сырости.

Установка электросчетчика на фасаде здания.

Питающий кабель подводится к электросчетчику сплошным спуском через штыревые изоляторы. При подключении на фасаде здания, желательно избегать мест интенсивного воздействия солнечных лучей, атмосферных осадков и т.д. В случае если стена имеет мягкую отделку, для прибора учета сооружается специальный каркас. Ввод линии внутрь помещения выполняется у потолка, чтобы снизить вероятность поражения электротоком при повреждении изоляции.

Установка электросчетчика на отдельной опоре.

Конструктивно прибор учета электрической энергии состоит из цепи тока и цепи напряжения, суммарные показания которых обеспечивают вычисление мощности. На рисунке 1 изображена конструкция однофазного счётчика.

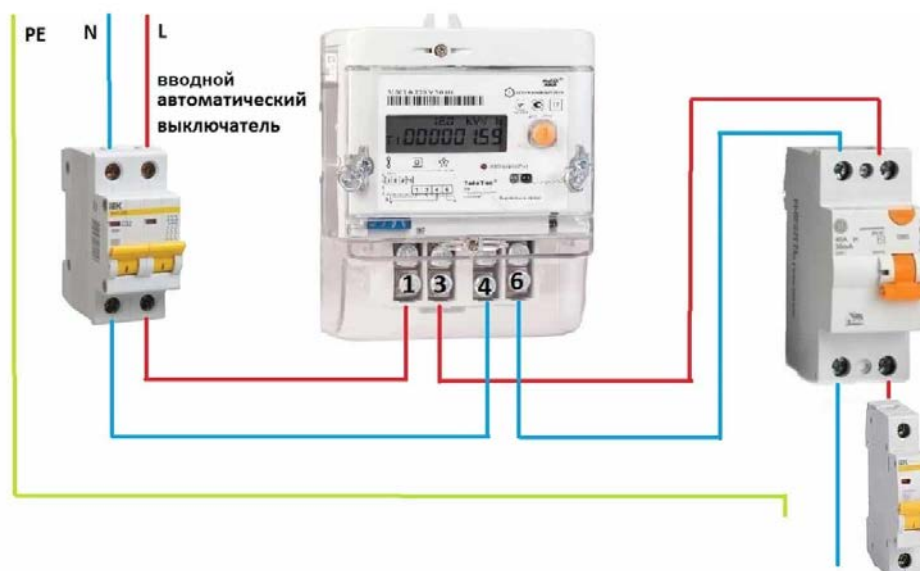


Рисунок 1 – Однофазный счётчик электроэнергии

Прямого включения – цепь тока и напряжения включаются в линию прямую.

Полукосового включения – когда токовая цепь имеет трансформаторное подключение, а цепь напряжения прямое. Используется для учета электроэнергии потребителей с большой нагрузкой.

Помимо этого, в зависимости от количества фаз схема подключения электросчетчика может быть однофазной или трехфазной, трехфазный показан на 2 рисунке. Теперь рассмотрим эти принципы подключения более детально.

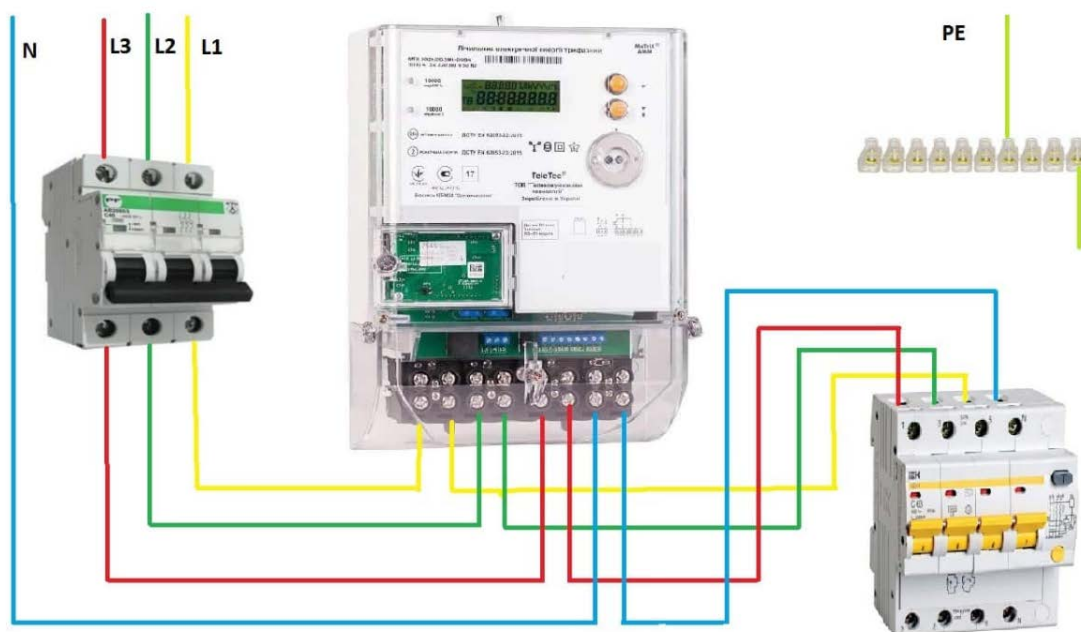


Рисунок 2 – Трёхфазный счётчик электроэнергии

Типы счетчиков электроэнергии

Современный рынок предлагает несколько видов счетчиков, которые отличаются следующими характеристиками:

- число фаз — 3-фазный и однофазный;
- количество тарифов — однотарифный и многотарифный;
- вид механизма — электронный и механический;
- вид присоединения — прямое и с помощью трансформатора;
- класс точности — 2, 1, 0,5.

Все эти счетчики есть в продаже, но наибольшей популярностью пользуются электронные однотарифные счетчики с классом точности 1. Их можно устанавливать, как на улице, так и в квартире или доме. Механические (индукционные) счетчики сегодня практически не используются, хотя в продаже ещё встречаются.

Типы счетчиков по принципу работы

До недавних пор для учета расхода электроэнергии устанавливались только индукционные механические (электромеханические) счетчики. В них, потребляемый ток протекает через измерительную катушку медного провода, возбуждая магнитное поле. Это поле, воздействуя на диск, заставляет его вращаться со скоростью пропорциональной величине потребляемого тока. Через систему шестеренок вращательное движение передается на счетное устройство. Такой счётчик изображён на рисунке 3.



Рисунок 3 – Индукционный счётчик электроэнергии

На смену электромеханическим счетчикам пришли гибридные, которые встречаются в двух конструктивных исполнениях: Индукционный электронный и Электронный механический.

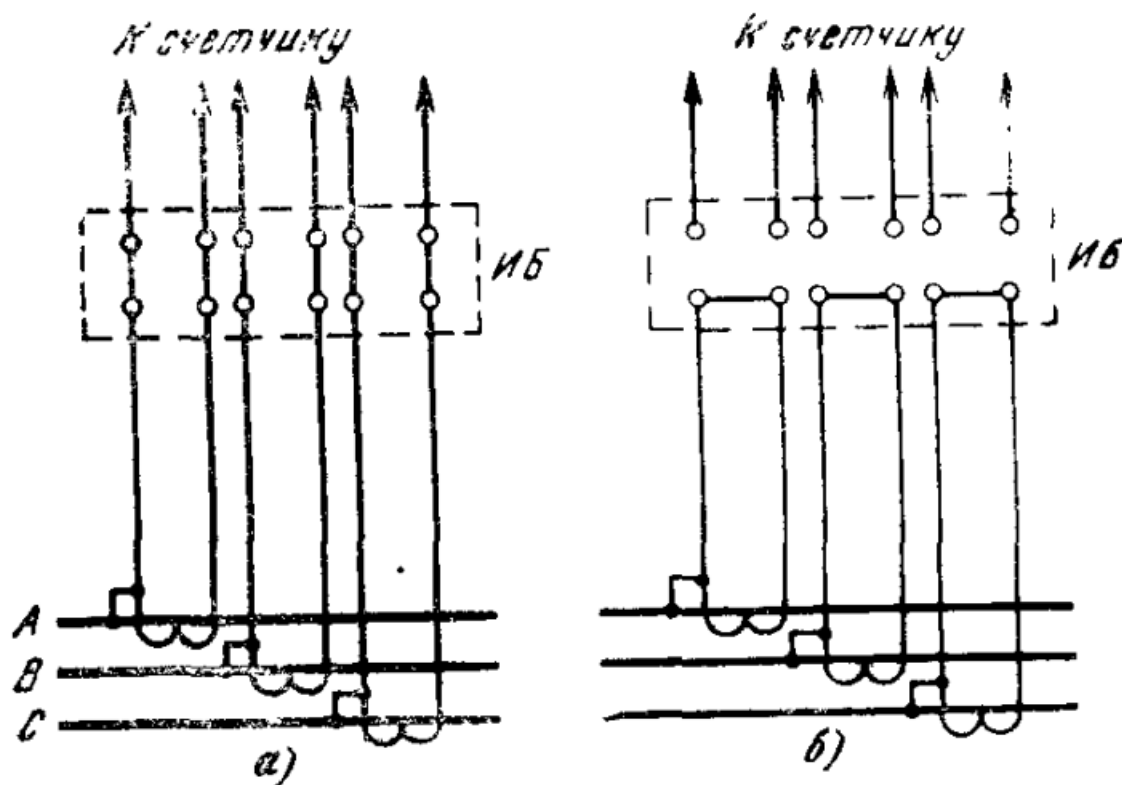
В индукционном электронном счетчике, как и в механическом, имеется катушка, вращающая диск. Вращаясь, он воздействует на сенсор, который вырабатывает импульсы, поступающие на электронное устройство с цифровым дисплеем.

В электронном механическом счетчике все наоборот. Датчиком тока служит твердотельный элемент, как в статическом счетчике, а счетное устройство установлено механическое, как в индукционном счетчике.

В настоящее время вышеупомянутые счетчики вытесняются современными статическими счетчиками, не имеющие механических деталей. В качестве датчиков расхода электроэнергии в них применяется твердотельный электронный элемент, с которого сигнал подается на электронный блок с цифровым дисплеем.

На точность показаний счетчика, как и любого измерительного прибора, оказывают влияние факторы внешней среды (температура, влажность и химический состав воздуха, вибрации и т. п.). По этому место размещения счетчика должно удовлетворять ряду требований. Помещение, где устанавливается счетчик, должно быть сухим, отапливаемым, температура в нем не должна превышать $+40^{\circ}\text{C}$, воздух не должен содержать агрессивных примесей.

При включении счётчика в трёхпроводную сеть используются специальные схемы в зависимости от положения крышки, показано на 4 рисунке.



а — крышка установлена; б — крышка снята.

Рисунок 4 – Включение счетчика в трехпроводной сети 380/220 в через испытательный блок.

Счетчики устанавливаются в шкафах, на панелях, камерах комплектных РУ, на стенах, в нишах. Конструкция, на которых устанавливаются счетчики, должна быть достаточно жесткой, т.е. не подверженной вибрации, деформациям и смещениям. Допускается крепление счетчиков на деревянных, пластмассовых или металлических щитах. Высота установки 0,8—1,7 м (до зажимной коробки). Допускается устанавливать счетчик и на меньшей высоте, но не ниже 0,4 м. Плоскость, на которой крепится счетчик, должна быть строго вертикальной. Конструкция и размеры шкафов, ниш, щитков должны обеспечить удобство обслуживания счетчиков - нестесненные условия работы по их замене, доступ к зажимной коробке с лицевой стороны. При размещении панелей со счетчиками на стене панели устанавливаются с зазором не менее 150 мм.

Трансформаторы тока крепятся таким образом, чтобы их паспортные таблички находились с лицевой стороны. При расположении трансформаторов тока под счетчиком возникает опасность, электротравмы обслуживающего персонала из-за падения инструмента. Поэтому между счетчиком и трансформаторами тока целесообразно устанавливать горизонтальную изолирующую перегородку.

Счетчики соединяются с измерительными трансформаторами проводами марок ПВ, АПВ, АПРВ, ПР, АПР, ПРТО, АПРТО и др.;

контрольными кабелями марок АПВГ, АВВГ, АВРГ, ВРГ, СРГ, АСРГ, ПРГ, АНРГ и др.

Минимальное сечение проводника ограничено условием механической прочности, максимальное не должно превышать 10 мм². Недопустимо применение соединений, недоступных для осмотра - паяк, скруток, болтовых соединений и т. п.

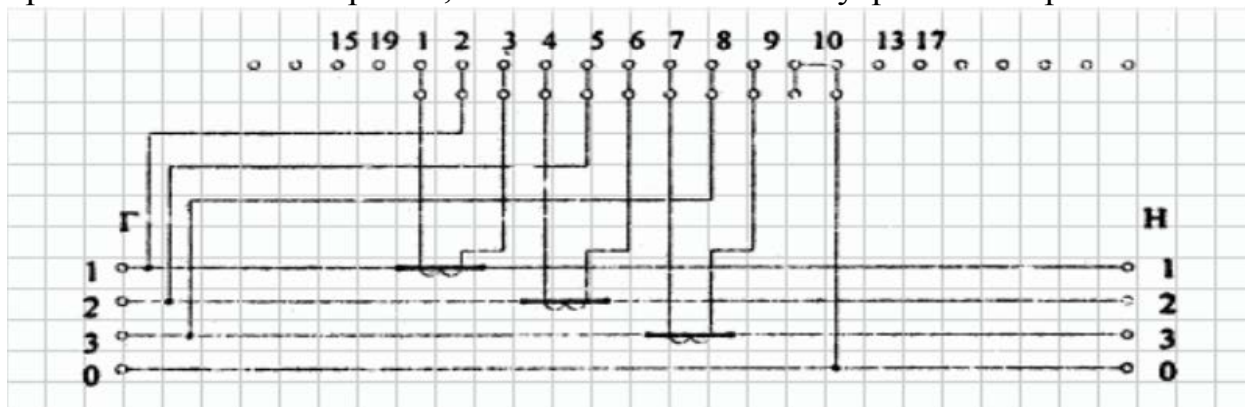
Эксплуатационное обслуживание счетчиков включает такие работы, как проверка правильности включения, поверки образцовыми приборами, замена счетчиков. Обычно токовые цепи счетчиков включаются через переходные зажимы. Необходимо, чтобы конструкция переходных зажимов обеспечивала удобное выполнение этих работ. Переходные зажимы должны быть приспособлены для закорачивания токовых цепей, отключения цепей тока и напряжения в каждой фазе, подключения приборов без отсоединения проводов.

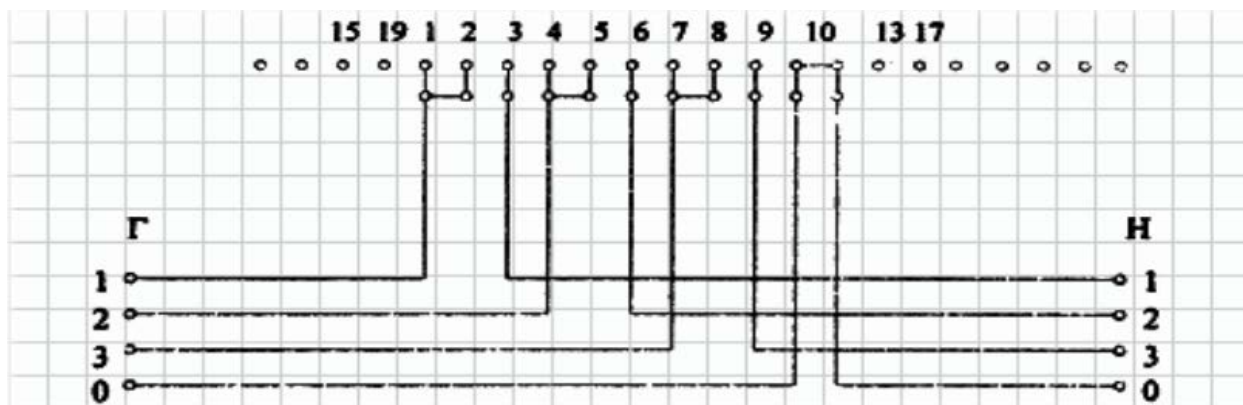
Для цепей учета выделяется самостоятельный ряд зажимов или отдельная секция в общем, ряду зажимов.

Работы по установке и замене счётчиков могут выполняться только при снятии напряжения со всех фаз путем отключения установки коммутационным аппаратом или снятия предохранителей. Коммутационный аппарат или предохранители должны находиться не далее 10 м от счетчика.

В силовой цепи трансформаторы тока этих счетчиков устанавливаются после коммутационных аппаратов по направлению потока мощности. При положительном направлении мощности они устанавливаются между коммутационным аппаратом и линией, а при отрицательном – между коммутационным аппаратом и сборными шинами.

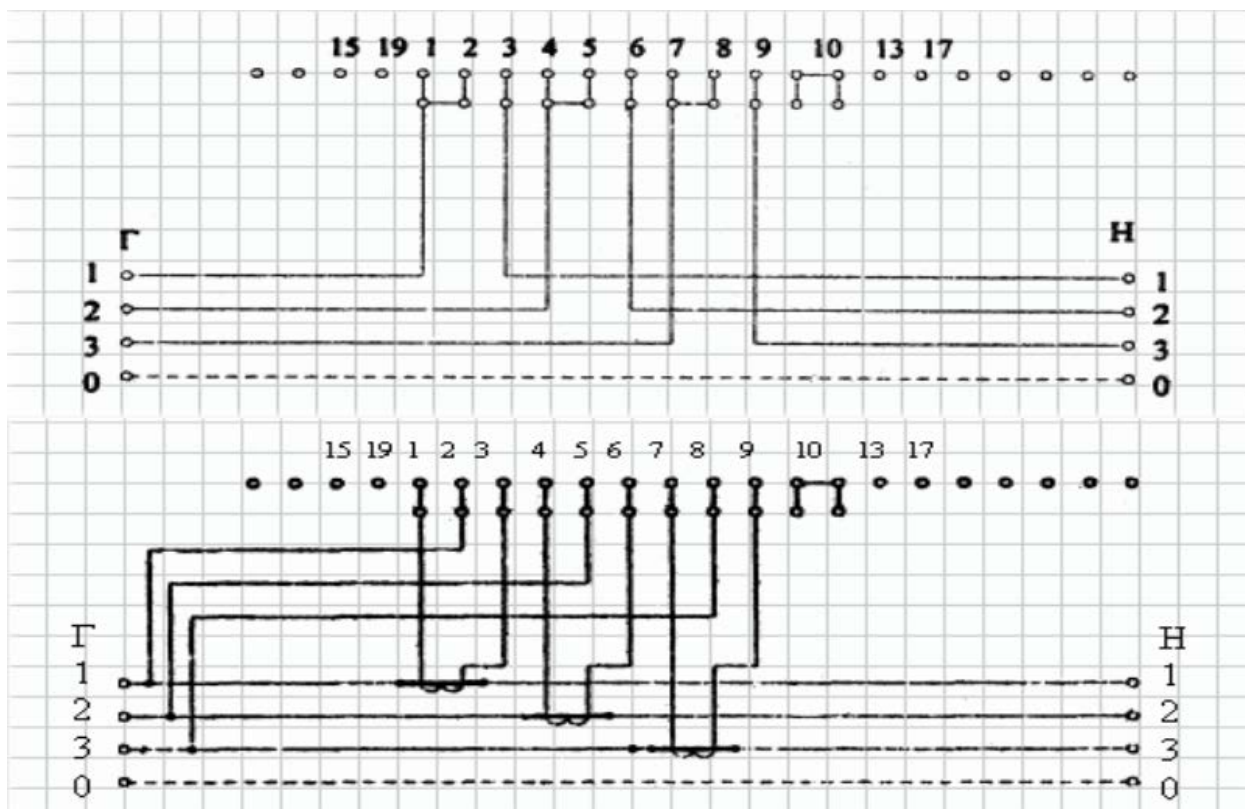
Подготовленный к установке счетчик подвергается внешнему осмотру. Счетчик очищается от грязи, и пыли; проверяется пригодность счетчика по его типу и технической характеристике; проверяется наличие пломб государственной поверки на винтах, крепящих кожух. На пломбах обозначаются год и квартал государственной поверки, а также клеймо государственного поверителя. На устанавливаемых трехфазных счетчиках должны быть пломбы государственной поверки с давностью не более 12 мес.; проверяется целостность кожуха и стекла, наличие всех винтов в зажимной коробке, наличие крепежных винтов с отверстиями для пломбирования в крышке зажимной коробки, наличие схемы на ее внутренней стороне.





а) -с измерительными трансформаторами тока; б) - непосредственное включение

Рисунок 5 - Схемы включения счетчиков активной энергии с номинальным напряжением 380/220В.



а) - непосредственного включения; б) - с измерительными трансформаторами тока

Рисунок 6- Схемы включения счетчиков реактивной энергии с номинальным напряжением 380/220 В.

Крепить счетчик следует тремя винтами, предварительно разметив отверстия под них согласно установочным размерам. После установки необходимо убедиться в строго вертикальном положении счетчика. Присоединяя провода к зажимам счетчика, целесообразно оставить запас 60 - 70 мм. Это позволит делать замеры электроизмерительными клещами и пере соединения, если схема собрана неправильно. На конец провода надевается маркировочная бирка. Каждый провод зажимается в буксе зажимной коробки двумя винтами. Сначала затягивают верхний винт. Легким

подергиванием провода убеждаются в том, что он зажат. Затем затягивают нижний винт. Если монтаж ведется многожильным проводом, то его концы обслуживают.

При подключении к счетчику алюминиевых проводов необходимо соблюдать следующие правила:

- контактная поверхность проводника зачищается стальной щёткой или напильником и покрывается слоем нейтрального технического вазелина.

- перед подключением с проводника удаляется загрязненный вазелин и сейчас же вместо него снова наносится тонкий слой вазелина;

- затяжка винтов производится в два приема. Сначала без рывков производят затяжку с максимально допустимым усилием, затем затяжка сильно

ослабляется (но не полностью), после чего производят вторичную, окончательную, затяжку с нормальным усилием; цепи учета пломбируют. Пломбированию подлежат зажимная коробка счетчика и его сборка зажимов, переходная коробка или испытательный блок.

Ошиновка

Жесткая ошиновка – ошиновка ОРУ и ЗРУ, выполненная жесткими шинами, как правило, из труб алюминиевых сплавов. ОРУ (ЗРУ) с жесткой ошиновкой – распределительное устройство (РУ), у которого сборные шины или шины внутрирядовых связей выполнены жесткими шинами. В последние годы значительное количество ОРУ 110–500 кВ выполняется с жесткой ошиновкой, которая позволяет создать компактные и экономичные распределительные устройства, занимающие меньшую площадь, имеющие более низкое расположение шин, высоту порталов, чем в ОРУ с гибкой ошиновкой. Благодаря этому сокращается длина контрольных и силовых кабелей, дорог, облегчается очистка изоляторов, ремонт шинных конструкций, улучшается обзор шин и аппаратов. При использовании жесткой ошиновки снижается трудоемкость монтажных работ. На основе конструкций с жесткими шинами созданы конструкции высокой заводской готовности, в том числе, компактные модули и комплектные ПС. Все это позволяет сократить сроки сооружения РУ. Жесткая ошиновка в нашей стране успешно применялась еще в 30-е годы прошлого века. Сборные шины изготавливались из медных труб, внутрирядовые связи из стальных (водопроводных) труб. В середине пятидесятых годов институт «Теплоэлектропроект» разработал проекты ОРУ 110 и 220 кВ с жесткими сборными шинами из алюминиевых сплавов и однорядной установкой выключателей. В 1957 году введено в эксплуатацию ЗРУ 150 кВ Каховской ГЭС, выполненное по схеме: одна рабочая секционированная и обходная системы шин, сборные шины которого изготовлены из медных труб. Область применения жесткой ошиновки различная. Жесткая ошиновка может использоваться в ОРУ всех напряжений. Выбор вида ошиновки ОРУ и ЗРУ (жесткой или гибкой) определяется технико-экономическими требованиями и зависит от параметров электроустановки: напряжения, рабочего тока, тока короткого замыкания (КЗ), схемы электрических соединений, требований, предъявляемых к конструкциям ОРУ, а также ожидаемых климатических воздействий. В ОРУ и ЗРУ напряжением 110 кВ рекомендуется использовать экономичные конструктивные решения с жесткой трубчатой ошиновкой, прежде всего комплектных, блочных и других решений высокой заводской готовности. Конструктивно может быть оправдано сочетание гибких и жестких проводников, например, жестких сборных шин и гибких внутрирядовых связей. Все элементы жесткой ошиновки должны отвечать: – уровню номинального напряжения электроустановки; – установленному уровню перенапряжений; – наибольшему рабочему току; – максимальным токам одно, двух и трехфазных коротких замыканий (КЗ); – условиям окружающей среды; – ожидаемому максимальному ветровому напору; –

ожидаемым наибольшим гололедным отложениям; – максимальным и минимальным температурам воздуха; – наибольшему (летнему) уровню солнечной радиации; – степени загрязнения атмосферы. В ОРУ или ЗРУ (далее РУ) напряжением 110–500 кВ рекомендуется использовать жесткие трубчатые шины (шины кольцевого сечения) наиболее оптимальные по условиям короны, радиопомех, материалоемкости, охлаждения, ветровой и электродинамической стойкости. Возможно применение плоских и пространственных шин-ферм (изготовленных

Монтаж проводов ошиновки открытых распределительных устройств

Для ошиновки ОРУ напряжением 35—500 кВ применяют преимущественно сталеалюминиевые провода марок АГО и АС. Наряду со сталеалюминиевыми применяют алюминиевые полые провода марки АП в ОРУ 300—500 кВ. В прибрежных районах — вблизи морей и соленых озер — ошиновку выполняют медными проводами. В РУ напряжением до 10 кВ находят применение стальные провода.

Монтаж ошиновки сталеалюминиевыми проводами в данное время наиболее распространен, и поэтому в разделах брошюры дается описание способов монтажа применительно к проводам марок АС и АСО. При необходимости эти способы, за очень небольшим исключением, могут быть применены и для ошиновки медными и стальными проводами.

Ошиновка ОРУ может быть выполнена с меньшими затратами времени и более экономным расходом проводов в том случае, если монтаж ее производят при наличии на фундаментах всех электрических аппаратов. Действительно, при таком положении имеется возможность осуществлять параллельно работы и по натяжке проводов в пролетах и по изготовлению и присоединению к аппаратам перемычек. Опрессовку аппаратных зажимов производят приводным прессом на земле одновременно с монтажом проводов пролета. Заготовку концов спусков к аппаратам выполняют без излишних запасов, на основании замеров «по месту». Все работы в пролете или ячейке могут быть полностью закончены. Однако в этом случае необходимо принять меры предосторожности, исключающие возможность повреждения установленного электрооборудования.

При отсутствии аппаратов одновременно могут выполняться работы только по натяжке проводов в пролетах. Концы спусков от натянутых проводов в этом случае отмеряют, во избежание ошибки, с запасами. В дальнейшем подключение спусков к контактным выводам аппаратов связано с необходимостью опускания проводов пролета или подъема пресса (ручного МИ-1А) для опрессовки аппаратных зажимов, что намного увеличивает время монтажа.

Все работы по монтажу ошиновки выполняют, придерживаясь следующей последовательности: в первую очередь натягивают провода, расположенные над поверхностью земли наиболее высоко, если они скрещиваются или идут параллельно с проводами, расположенными ниже, а

затем провода, расположенные под ними; параллельно производят монтаж перемычек и спусков.

Обычно в ОРУ выше всех располагаются провода шинных мостов ячеек (ячейковые пролеты), которые скрещиваются с проводами сборных шин. Поэтому, как правило, монтаж ошиновки начинают с натяжки проводов шинных мостов, предварительно раскатав с барабана провода и отрезав концы нужной длины и требуемых сечений.

Ошиновка монтаж

Приемка сборных шин в эксплуатацию производится путем осмотра смонтированных шин и оформления соответствующего протокола (рисунок 7). При приемке проверяются на соответствие проекту сечение и марка сборных шин.



Рисунок 7 – монтаж ошиновки

Допускается замена шин на одну ступень в сторону увеличения сечения.

а также замена медных шин на эквивалентные току алюминиевые шины. Шины должны лежать на изоляторах прямолинейно без перекосов, не должны иметь видимой поперечной кривизны (изгиба на ребро) и волнистости (изгиба в плоскости). Выборочно с помощью лупы проверяются изгибы шин. В местах изгиба не должно быть трещин. Изгиб шины прямоугольного -сечения выполняется с внутренним радиусом не менее ширины шины, при изгибах на плоскость не менее двойной толщины шины, при изгибе штопором длина штопора должна быть не менее ширины шины. Изгиб шины у мест присоединения должен начинаться на расстоянии не менее 10 мм от края контактной поверхности (рис. 8). Соединение алюминиевых шин между собой и с шинами из других материалов осуществляется одним из следующих способов:

- сваркой (рис. 9);
- стальными болтами с гайками и увеличенными шайбами (рис. 10,с);

- болтами с гайками и шайбами из алюминиевых сплавов или латуни, имеющими близкий к алюминию коэффициент линейного расширения;
- через переходные медно-алюминиевые пластины или пластины из алюминиевого сплава с применением стальных болтов, гаек и шайб (рис. 106).

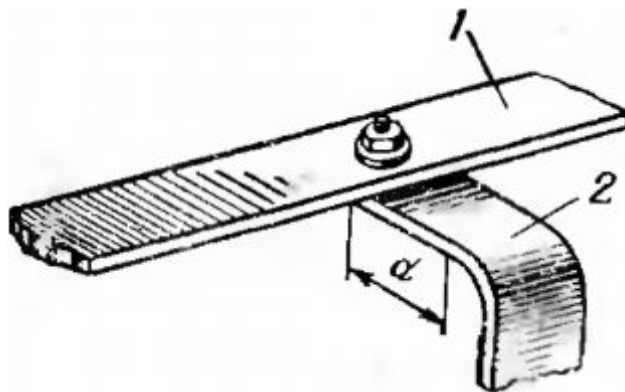


Рис. 8. Изгиб шины в месте присоединения. 1 — сборная шина; 2 — шина.

Соединение между собой шин из алюминиевого сплава, медных и стальных, а также соединение медных шин с шинами из алюминиевого сплава и стальными должно выполняться стальными болтами с гайками и шайбами нормальных размеров (рис. 6,е). Затяжку болтов на медных и стальных шинах, а также на шинах из алюминиевого сплава производят гаечными ключами с нормальным усилием руки около 40 кгс, затем затяжку ослабляют, после чего вторично болты затягивают с усилием 15—20 кгс.

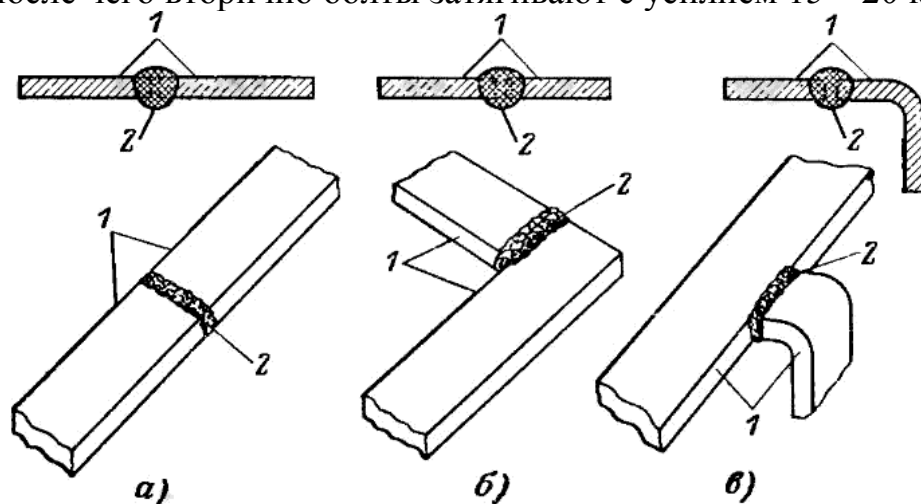


Рис. 9. Виды сварных соединений шин.

а — соединение шин встык; б — соединение шин под углом; в — ответвление шины под углом; 1 — шина; 2 — шов.

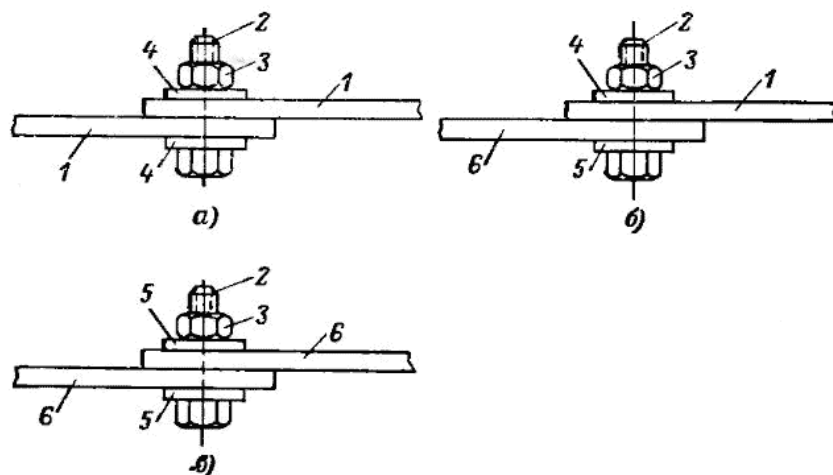


Рис. 10. Болтовые соединения шин.

а — соединение алюминиевых шин; б — соединение алюминиевой шины с шиной из алюминиевого сплава, меди или ее сплавов; в — то же из алюминиевого сплава, меди или ее сплавов; 1 — алюминиевая шина; 2 — болт; 3 — гайка; 4 — шайба стальная увеличенная (утолщенная); 5 — шайба стальная нормальная; 6 — шина из алюминиевого сплава, меди или ее сплавов.

Запрещается применять для увеличения силы нажатия удлинители (рычаги, надеваемые на ключ трубы и т. п.), так как при этом можно настолько повысить затяжку болта, что возникшее напряжение превзойдет предел текучести материала шин.

Контактные поверхности шин должны быть ровными, поверхность алюминиевых шин в месте контакта покрыта тонким слоем технического вазелина или смазкой ЦИАТИМ-201. Резьба стальных болтов и шпилек при их установке покрывается графитовой смазкой.

Основным методом проверки качества сварных соединений является внешний осмотр, который производится (после удаления со шва шлака, брызг металла и остатков флюса. Качественная поверхность сварных швов равномерно чешуйчатая, без наплывов и с плавным переходом к основному металлу. Швы выполняются без трещин, прожогов, непроваров, длиной более 10% длины шва (но не более 30 мм), незаправленных кратеров и подрезов глубиной 0,1 толщины шины (но не более 3 мм). Сварные соединения компенсаторов не должны иметь подрезов и непроваров на лентах основного пакета. Если качество швов вызывает сомнение или к швам предъявляются требования в отношении механических свойств, сваривают образцы-свидетели на тех режимах и в тех же условиях, при которых производилась сварка шин, и производят испытание образцов.

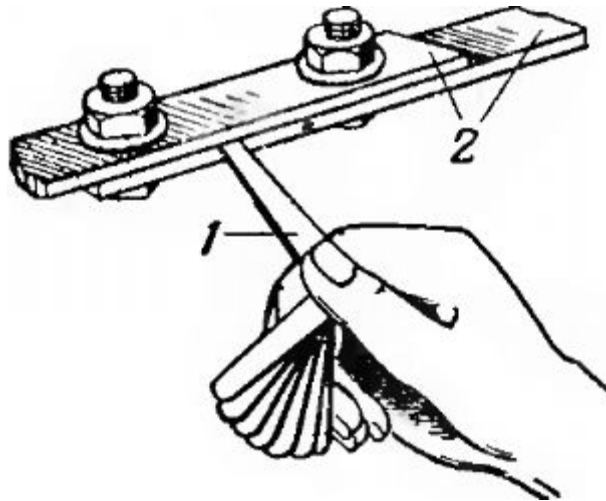


Рис. 11. Проверка плотности прилегания шин при помощи щупа.
1 — щуп с толщиной лезвия 0,02 мм; 2 — шина.

Болтовые контактные соединения шин проверяют выборочно на качество затяжки болтов (при этом подлежат вскрытию 2—3% соединений). Плотность прилегания контактных поверхностей проверяют щупом 0,02 X 10 мм, который не должен входить между контактными «поверхностями» глубже чем та 5—6 мм (рис. 11). Электрическое сопротивление болтового контактного соединения на длине нахлестки должно составлять не более 1,2 от сопротивления целого проводника той же длины. Производится приемка качества присоединения шин к аппаратам. В закрытых распределительных устройствах с нормальной средой присоединение шин к аппаратам должно выполняться: медными шинами к плоским и стержневым выводам — непосредственно (рис. 11,а); к нарезным стержневым выводам при токе до 400 а — непосредственно (рис. 11,б). при токе свыше 400 с — через медные или медно алюминиевые переходные пластины (рис. 12,в); стальными шинами (применяют при токах до 200 а) — непосредственно.

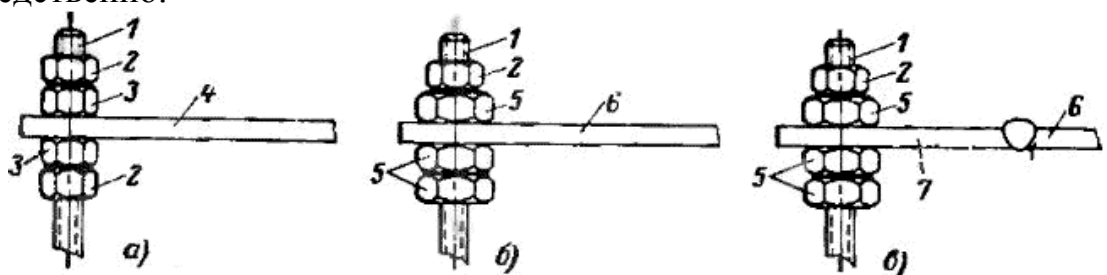


Рис. 12. Присоединение шин к стержневым зажимам электрооборудования.
а — непосредственное присоединение медной шины; б — то же алюминиевой шины; в — присоединение через переходную пластину; 1 — вывод аппарата из меди или ее сплавов; 2 — гайка стальная; 3 — гайка медная; 4 — шина медная; 5 — гайка медная увеличенная; 6 — шина алюминиевая или из алюминиевого сплава; 7 — переходная медно-алюминиевая пластина.

В распределительных устройствах вне помещений и в сырых помещениях присоединение шин к аппаратам выполняется: медными шинами к плоским и стержневым нарезным выводам — непосредственно; алюминиевыми шинами к плоским выводам и непосредственно к нарезным стержневым выводам — через медно-алюминиевые пластины; медными гибкими шинами к плоским выводам и к нарезным стержневым выводам при их диаметре до 12 мм — при помощи контактных зажимов, а при диаметре стержня более, 12 мм — через дополнительные медные планки; алюминиевыми и сталеалюминиевыми гибкими шинами к плоским и нарезным стержневым выводам — через специальные переходные аппаратные зажимы; стальными голыми проводами — через наконечники, приваренные к проводу.

Шины к аппаратам присоединяются в соответствии с конструкцией вывода.

Ширина шины при непосредственном присоединении к плоскому выводу в месте присоединения должна быть не менее ширины вывода. Если плоский вывод аппарата имеет ширину, равную или меньше 60% ширины присоединяемой алюминиевой шины, рекомендуется выполнять присоединение с помощью дополнительной алюминиевой планки или через медную или медно-алюминиевую пластину. При непосредственном присоединении к нарезным стержневым выводам аппаратов ширина шины (или переходной планки) не должна быть менее двойного диаметра выводного стержня. Сборные шины РУ окрашиваются: при постоянном токе положительная (+) в красный цвет, отрицательная (—) в синий и нейтральная в белый; при переменном токе фаза А окрашивается в желтый цвет, фаза В — в зеленый и фаза С — в красный, нулевые шины при изолированной нейтрали — в белый, при заземленной нейтрали — в черный. Места на шинах, предназначенные для наложения переносных заземлений, зачищаются, окаймляются с двух сторон черными полосами и смазываются техническим вазелином.

Испытания

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты:

Допускается испытывать измерительные трансформаторы совместно с ошиновкой. В этом случае испытательное напряжение принимается по нормам, принятым для электрооборудования с самым низким уровнем испытательного напряжения. Испытание повышенным напряжением трансформаторов тока, соединенных с силовыми кабелями 6-10 кВ, производится без расшиновки вместе с кабелями по нормам, принятым для кабелей.

Шины должны отвечать условиям нагрева в рабочих режимах (нагрузочной способности), термической, электродинамической и ветровой стойкости, а также отвечать условиям проверки на корону, отстройки от устойчивых резонансных колебаний. Плюсы жесткой ошиновки: компактность, высокая заводская готовность и минимальные затраты при

эксплуатации. Применение жесткой ошиновки в открытых распределительных устройствах (ОРУ) – современное решение поставленных задач. ОРУ с жесткой ошиновкой занимает меньшую площадь по сравнению с решением на базе гибкой ошиновки. Кроме того, на ОРУ с жесткой ошиновкой отсутствуют шинные порталы, которые требуют дополнительных площадей под опоры и удорожают строительство объекта.

Методика испытаний сборных и соединительных шин

1. Измерение сопротивления изоляции

В случае необходимости измерения сопротивления изоляции ошиновок необходимо отсоединить от них все аппараты. Измерения производятся для каждой фазы при заземленных двух других. При резком различии (в несколько раз) сопротивлений разных фаз необходимо произвести тщательный осмотр фазы с минимальным сопротивлением.

Измерение сопротивления изоляции подвесных и штыревых изоляторов производится подключением мегаомметра по схеме на рис. 1а и 1б соответственно:

2. Испытание повышенным напряжением

Изоляторы считаются выдержавшими испытания, если они при этом не имели пробоя или местных нагревов изоляции. Поверхностное перекрытие изоляции при испытаниях не является причиной для отбраковки изоляторов и зачастую является следствием искажения кривой испытательного напряжения, особенно при питании испытательной установки по схеме «фаза-нуль».

Стеклянные подвесные и опорно-стержневые изоляторы электрическим испытаниям не подвергаются.

3. Контроль контактных соединений

Измерение переходных сопротивлений контактных соединений производится микроомметром Ф415. Контактные наконечники щупов прибора прижимаются к токопроводящим элементам с обеих сторон проверяемого контактного соединения. Со стороны проверяемого соединения присоединяются потенциальные наконечники с обозначением «П», с внешней стороны — токовые наконечники с обозначением «Т».

Оценка состояния контактных соединений по значению переходного сопротивления не является достаточной. Результаты измерения могут быть удовлетворительными при неполной поверхности соприкосновения контактов. Поэтому у плоских соединений контролируется параллельность поверхностей. Соединение бракуется, если щуп толщиной 0,03 мм входит в стык между сопрягаемыми поверхностями на глубину более 25% периметра нахлестки.

Вывод в ремонт систем шин – это одна из наиболее сложных задач для оперативного персонала в электроустановке. Сложность в выполнении операций в данном случае обусловлена наличием дифференциальной защиты шин. Рассмотрим порядок вывода в ремонт системы шин 110 кВ.

Вывод в ремонт системы шин означает, что один из трансформаторов напряжения 110 кВ отключается, поэтому в первую очередь следует все цепи

вторичной коммутации, которые питаются от данного трансформатора напряжения, перевести на другой, остающийся в работе, трансформатор напряжения или, при необходимости вывести из работы.

Все присоединения, которые зафиксированы за данной системой шин необходимо перефиксировать на другую систему шин 110 кВ, которая остается в работе. В данном случае операции по переводу присоединений на другую систему шин включают в себя операции по переводу цепей напряжения, которые, как упоминалось выше, необходимо также перевести на другой трансформатор напряжения.

При перефиксации присоединений с одной системы шин на другую, необходимо также перефиксировать токовые цепи дифференциальной защиты шин данных присоединений. Если этого не сделать, произойдет ошибочное срабатывание ДЗШ в результате возникновения дифференциального тока (выхода защиты из баланса) и обесточению систем шин 110 кВ.

Поэтому, чтобы избежать ошибочной работы дифференциальной защиты шин, следует установить данную защиту в нефиксированный режим. Вывод защиты из данного режима производится только после перефиксации всех присоединений и проверке правильности выполненных операций. Отсутствие дифференциального тока ДЗШ является критерием правильности выполненных операций по перефиксации присоединений.

Кроме того, перед выполнением работ с шинными разъединителями перефиксированных присоединений, дифференциальная защита шин устанавливается в режим запрета ее вывода в случае неисправности токовых цепей, включается также запрет на автоматическое повторное включение системы шин в случае срабатывания ДЗШ. Данные меры принимаются, прежде всего, для обеспечения безопасности оперативного персонала при выполнении операций с шинными разъединителями 110 кВ под напряжением.

Помимо цепей напряжения защит отходящих присоединений, следует перевести цепи счетчиков электрической энергии присоединений 110 кВ. Если не выполнить перевод цепей напряжения приборов учета, то после вывода в ремонт системы шин данные приборы работать не будут, что приведет к недоучету потребляемой и отпущенной электрической энергии. Учитывая большие объемы потребления и отдачи электрической энергии подстанциями 110 кВ, недоучеты электрической энергии приводят к существенным убыткам.

Периодичность выполнения ремонтов систем шин 110кВ устанавливается

текущий ремонт – 1 раз в год;

капитальный ремонт – по мере необходимости (определяется комиссией с участием главного энергетика).

Гибкая ошиновка

Монтаж гибких шин распределительных устройств

Потапов М. А., Монтаж гибких шин распределительных устройств. Москва, 1977.



Рисунок 13 – Монтаж гибкой ошиновки

Представлено описание монтажа гибкой ошиновки открытых распределительных устройств напряжением 35—500 кВ и гибких токопроводов генераторного напряжения на участке машинный зал — трансформатор.

Излагается более совершенный, дающий значительный экономический эффект метод определения длины проводов с применением геодезических приборов и заготовки элементов ошиновки механизированным способом. Предназначено для занятых на монтаже и эксплуатации распределительных устройств электростанций и подстанций. Описана новая прогрессивная технология монтажа гибкой ошиновки открытых распределительных устройств напряжением от 35 до 500 кВ. Приведены новые средства механизации, способствующие сокращению сроков работ, более экономному расходованию материалов, улучшению качества монтажа, повышению производительности труда.

Гибкую ошиновку 35—500 кВ на энергетических объектах выполняют преимущественно сталеалюминиевыми проводами марок АС и АСО. Для ошиновки ОРУ 500 кВ применяют также алюминиевые полые провода марки АП, для токопроводов генераторного напряжения — сталеалюминиевые провода марок АСУ и АС и алюминиевые марки А.

Для заготовки элементов ошиновки надо довольно точно знать длину проводов. Определить эту длину по типовому проекту не представляется возможным, так как строительная часть ОРУ (установка порталов для подвески проводов и конструкций под оборудование) выполняется с недопустимыми для монтажа ошиновки погрешностями в размерах. Например, при одном и том же пролете из-за того, что порталы развернуты, расстояния между центрами ушек для крепления гирлянд двух крайних фаз отличаются друг от друга до 500 мм, а из-за наклона порталов длина пролета, измеренная по земле между осями опор и между центрами ушек, отличается до 600 мм.

Перед измерением длин пролетов осматривают строительную часть ОРУ — опоры должны быть установлены, выверены и окончательно закреплены.

Для крепления ошиновки ОРУ используют металлические или центрифугированные опоры. Если порталы металлические, то проверяют надежность крепления их на фундаментах. Прежде всего не должно быть зазора между пятой опоры и фундаментом. Эти зазоры при окончательной выправке опор заполняются металлическими прокладками в виде шайб, которые должны быть сварены между собой. Металлические порталы всегда окрашиваются перед началом монтажа проводов, за исключением зимнего периода. Стойки железобетонных порталов устанавливают на подпятниках и с подземными ригелями, т. е. без видимых фундаментов. Поэтому к монтажу ошиновки приступают при наличии актов на скрытые работы. Проверяют также наличие оттяжек, предусмотренных проектом, и надежность крепления троса оттяжек к закладным деталям — анкерам. Тяжение оттяжек опор должно соответствовать проекту. Траверса на стойках портала надежно крепится полухомутами. И на металлических, и на железобетонных траверсах проверяют наличие и надежность крепления проушин — ответвительных элементов, воспринимающих механическую нагрузку от тяжения проводов с гирляндами.

К монтажу ошиновки приступают после приемки строительной части ОРУ с оформлением акта, подписанного представителями заказчика, строительной и электромонтажной организации.

Перед началом монтажа объект должен быть обеспечен технической документацией, оборудованием и материалами, механизмами, инструментом и монтажной оснасткой. Руководитель монтажа и бригадир ознакомятся с рабочими чертежами, с планом ошиновки ОРУ, разрезами по ячейкам и т. д. Обращают внимание на марку и сечение проводов сборных шин и других элементов ошиновки, фазировку в каждой ячейке, стрелу провеса проводов, количество проводов в фазе, тип и количество изоляторов в гирляндах, типы сцепной арматуры и зажимов, расстояния от нижней точки проводов до земли и заземленных частей ОРУ.

Проверяют наличие на монтажной площадке провода, арматуры, изоляторов, натяжных, ответвительных и аппаратных зажимов согласно проектной документации. Если прессуемые ответвительные и аппаратные

зажимы заменены сварными, то проверяют наличие форм-кокилей, соответствующих сечениям проводов, а также сварочного оборудования, горелок, баллонов с газом и сварочных материалов. Одновременно подготавливают монтажные механизмы и инструменты, такелажное оборудование и оснастку. Электрическую лебедку и отводные блоки устанавливают в таких местах, чтобы без дополнительных перестановок можно было натянуть провода всех размеров ОРУ. Лебедку и блоки обычно крепят к фундаментам или основаниям опор, причем установка фундаментов и опор должна быть принята по акту. Крепление лебедки должно быть настолько прочным, чтобы при натяжении троса исключалось смещение ее в стороны или приподнимание над землей. Столь же прочным должно быть и крепление отводных блоков.

Пресс для опрессовки зажимов устанавливают в таком месте, чтобы не требовалось его перемещений по ОРУ. Частично провода для запрессовки на них зажимов подтаскивают к прессу. Например, пресс устанавливают в среднем шинном пролете, а провода двух крайних пролетов подносятся к нему.

Излишняя перестановка механизмов с электроприводом нецелесообразна еще и потому, что она связана с переоборудованием временной питающей электросети, устройством временного заземления, перестановкой ящиков с пусковой аппаратурой, что требует дополнительных трудозатрат. Для временной электросети, питающей приводные механизмы, применяют обычно четырехжильный шланговый кабель, который прокладывают по кабельным каналам или подвешивают на опорах во избежание повреждений. Корпус электродвигателя заземляют — четвертую жилу кабеля подключают к его корпусу, другой конец этой жилы подключают к заземляющему болту пускового ящика. Корпус пускового ящика должен быть соединен с наружным контуром заземления.

СИСТЕМА АСКУЭ

АСКУЭ – это Автоматическая Система Контроля и Учета Электроэнергии предприятиями и коммерческими организациями.

Сегодня системы АСКУЭ применяют в разных областях:

- сфера обслуживания;
- жилые дома;
- дачные и другие загородные участки;
- промышленные предприятия;
- нефтегазовые компании;
- подстанции, электростанции и т. д.

В зависимости от типа каждая система АСКУЭ может обслуживать разное количество объектов: 50, 100, 1500 и пр

Система АСКУЭ - монтаж

Профессиональная установка AMR системы позволяет повысить энергоэффективность системы. Она позволяет автоматизировать процесс учета и контроля над расходами на энергоресурсы, что помогает оптимизировать энергозатраты. Профессиональная установка AMR системы

также позволяет упростить процесс управления расходами на энергоресурсы, что помогает сэкономить время и ресурсы.

AMR система позволяет сэкономить на затратах на энергоресурсы. Она позволяет автоматизировать процесс учета и контроля над расходами на энергоресурсы, что помогает оптимизировать энергозатраты. AMR система также позволяет упростить процесс управления расходами на энергоресурсы, что помогает сэкономить время и ресурсы.

Выбор правильного провайдера услуг по установке AMR системы является важным элементом успешной установки. Провайдер должен иметь опыт работы с AMR системами и быть готовым предоставить гарантию на выполненные работы. Также важным критерием при выборе провайдера услуг является цена на установку и сервисное обслуживание.

Установка AMR системы является важным элементом учета и контроля над расходами на энергоресурсы в бизнесе. Профессиональная установка AMR системы позволяет автоматизировать процесс учета и контроля над расходами на энергоресурсы, что помогает сэкономить на энергозатратах. Выбор правильного провайдера услуг по установке AMR системы является важным элементом успешной установки. Компания, которая желает сэкономить на энергозатратах и повысить свою энергоэффективность, должна рассмотреть возможность установки AMR системы и выбрать провайдера услуг с опытом работы и гарантией на выполненные работы.

Этапы МОНТАЖА

Установка начинается с монтажа кабельных линий. Далее монтируют коммуникации и системное оборудование:

- Приборы мобильной и интернет связи.
- Телемеханические устройства.
- Устанавливаются электросчетчики на цифровой или импульсной основе.

Монтируются контролеры – приборы, позволяющие собирать, анализировать и передавать данные: телесумматоры и мультиплексоры.

Подготавливается и запускается компьютер, обладающий необходимым программным обеспечением, если система многоуровневая, требуется несколько партитивных компьютеров.

Далее, прежде чем **коммерческий учет электроэнергии** будет начат на должном уровне, необходимо провести пуско-наладочные манипуляции, и тестировать все элементы системы. Также проводятся специальные испытания, по результатам которых АСКУЭ включают в Государственный реестр средств измерений. Только после этого АСКУЭ сдается заказчиком в эксплуатацию.

НАЛАДКА АСКУЭ

Наладка системы АСКУЭ является ключевым моментом при внедрении автоматизированной системы контроля и учёта электроэнергии с применением программного обеспечения, которое позволяет вести дистанционный контроль, учёт и сбор данных со счётчиков потребителей.

Наладка системы АСКУЭ в Минске и других городах Республики Беларусь. Специалисты испытательной лаборатории “Сфера Соответствия” производят качественную наладку автоматической системы контроля и учёта электроэнергии согласно оговоренному с клиентом сроку. Результаты испытаний выполняются и оформляются с учетом требований и действующих нормативных правовых актов. Показано на рисунке 14.



Рисунок 14 – Наладка системы АСКУЭ

Наладка системы АСКУЭ является ключевым моментом при внедрении автоматизированной системы контроля и учёта электроэнергии с применением программного обеспечения, которое позволяет вести дистанционный контроль, учёт и сбор данных со счётчиков потребителей.

ЭТАПЫ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ

На предприятии внедрение системы состоит из нескольких этапов, куда входит:

- Получение ТУ;
- Обследование предприятия, технико-экономическое обоснование рабочего проекта;
- Разработка ТЗ на проектирование;
- Согласование проекта;
- Составление сметы;
- Поставка и монтаж оборудования;
- Пусконаладочные работы и опытная эксплуатация системы;
- Сдача проекта заказчику, опытно-промышленная эксплуатации

ИСПЫТАНИЯ АСКУЭ

ЗАО КИП «МЦЭ» проводит работы по метрологическому обеспечению АСКУЭ, включающие:

- метрологическую экспертизу проектной документации;

- испытания в целях утверждения типа с определением метрологических характеристик, как экспериментальными исследованиями, так и расчетным методом;
- разработку и аттестацию методик (методов) измерений.

При проведении данных работ ЗАО КИП «МЦЭ» руководствуется: ФЗ № 102 от 26.06.2008; ПП РФ № 442 от 04.05.2012; ПП РФ № 1172 от 27.12.2010; Приказ Минпромторга № 1081 от 30.11.2009; требованиями ОРЭ и РРЭ; Приложением 11.1; ГОСТ Р 8.596-2002; ГОСТ Р 8.563-2009; РД 153-34.0-11.209-99; РД 34.09.101-94; РД 34.11.114-98; МИ 222-80.



Рисунок 15 – Техническое обслуживание АИИС КУЭ

РЕМОНТ

Техническое обслуживание АИИС КУЭ — это комплекс технических и организационных мероприятий, направленных на поддержание в работоспособном состоянии системы учёта электроэнергии (после аудита или внедрения АИИС КУЭ от энергосбытовой компании «РН-Энерго»). На рисунке 15 показаны приборы обслуживания АСКУЭ.

ОБСЛУЖИВАНИЕ АСКУЭ

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) – это комплексное программно-техническое обеспечение, которое собирает, обрабатывает, хранит и предоставляет информацию о потреблении электроэнергии в различных точках учета. Она имеет важное значение для энергосистемы, поскольку позволяет отслеживать изменения в потреблении электроэнергии.

АСКУЭ требует регулярного обслуживания, чтобы гарантировать ее правильную работу. Обслуживание АСКУЭ включает в себя проверку и тестирование системы, замену неисправных компонентов и обновление программного обеспечения. Важно находить и устранять проблемы, связанные с АСКУЭ, как можно раньше, чтобы избежать простоя в работе и потери данных.

Кроме того, обслуживание АСКУЭ включает в себя обучение персонала, который будет работать с системой. Это позволит им понимать, как использовать систему, чтобы получать максимальную пользу. Обучение также поможет персоналу быстро реагировать на возможные проблемы и устранять их.

Наконец, обслуживание АСКУЭ включает в себя разработку стратегии дальнейшего развития системы. Это может включать в себя добавление новых функций и возможностей, которые могут улучшить работу системы и удовлетворить новые потребности энергосистемы.

Таким образом, обслуживание АСКУЭ является важным процессом, который требует внимания и ресурсов. Но при правильном обслуживании система будет работать более эффективно, что может привести к сокращению затрат на электроэнергию и повышению качества работы энергосистемы в целом.

ПЛАНОВОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Плановое техническое обслуживание АСКУЭ проводится в соответствии с графиком, который устанавливается производителем оборудования или специализированной организацией, занимающейся обслуживанием систем АСКУЭ.

В ходе планового технического обслуживания проводится проверка работоспособности оборудования, диагностика и выявление возможных неисправностей, замена изношенных деталей, очистка от пыли и грязи.

АВАРИЙНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Аварийное обслуживание АСКУЭ проводится в случае возникновения проблем с работой системы, которые не могут быть устранены путем планового технического обслуживания.

Аварийное обслуживание включает в себя быстрое выявление неисправностей и устранение их, замену поврежденных или изношенных деталей, а также восстановление работоспособности системы.

ОБУЧЕНИЕ ПЕРСОНАЛА

Эффективное использование АСКУЭ требует обучения персонала, который будет работать с системой. Обучение может проводиться как в процессе внедрения системы, так и в дальнейшем, в зависимости от потребностей организации.

Обучение персонала включает в себя обучение работе с программными и аппаратными компонентами системы, обучение использованию интерфейса и основных функций системы, а также обучение методам анализа и интерпретации данных, получаемых от системы.

Содержание отчета:

По результатам выполнения лабораторной работы студентами оформляется отчет, который должен содержать следующие разделы:

1. Титульный лист.
2. Постановку задач лабораторной работы.
3. Необходимые теоретические сведения для защиты лабораторной работы
4. Результат выполнения.
5. Ответы на контрольные вопросы
6. Выводы по работе

Отчет представляется в электронном виде индивидуально каждым студентом.

Контрольные вопросы:

- 1 На какой высоте допускается крепить счётчики?
- 2 Какие требования согласно ПУЭ предъявляются к электропроводке счётчиков?
- 3 По каким условиям выбирается защитный аппарат для счётчика?
- 4 Как устанавливаются трансформаторы тока?
- 5 Какой счётчик разрешается устанавливать в электроустановках?

Монтаж:

1. Какие основные этапы включает в себя монтаж счётчика электроэнергии?
2. Как правильно подготовить место для установки счётчика электроэнергии?
3. Какой вид ошиновки лучше всего подходит для подстанции и почему?
4. Что необходимо учитывать при выборе места для установки ошиновки подстанции?
5. Какие инструменты и оборудование требуется для монтажа ошиновки подстанции?
6. Как проверить правильность соединений при монтаже ошиновки подстанции?
7. Какие меры безопасности необходимо соблюдать при монтаже ошиновки подстанции?
8. Как обеспечить защиту ошиновки от механических повреждений и воздействия окружающей среды?
9. Какие требования предъявляются к квалификации специалистов, выполняющих монтаж ошиновки подстанции?
10. Какой вид документации необходимо оформить после завершения монтажа счётчика электроэнергии и ошиновки подстанции?

Наладка:

1. Какие основные этапы включает в себя наладка счётчика электроэнергии?
2. Как проверить правильную работу счётчика электроэнергии после установки?
3. Как настроить параметры счётчика электроэнергии под конкретные условия эксплуатации?
4. Какие методы испытаний используются при наладке счётчиков электроэнергии?
5. Как выявить и устранить проблемы в работе счётчика электроэнергии в процессе наладки?
6. Какие данные необходимо снимать и анализировать при наладке счётчика электроэнергии?
7. Как обеспечить защиту данных и настроек счётчика электроэнергии в процессе наладки?
8. Каким образом проводится техническое обучение персонала по работе с счётчиками электроэнергии?

9. Как проверить работу коммуникационной линии счётчика электроэнергии в процессе наладки?

10. Какие дополнительные сервисные услуги могут быть предоставлены при наладке счётчиков электроэнергии?

Ремонт:

1. Какие меры безопасности необходимо принимать при монтаже счётчиков электроэнергии?

2. Как проводится настройка счётчиков электроэнергии после их монтажа?

3. Как обнаружить и устранить неисправности при наладке счётчиков электроэнергии?

4. Какие методы диагностики используются при ремонте счётчиков электроэнергии и ошиновки подстанций?

5. Какие материалы и оборудование необходимы для проведения испытаний ошиновки подстанций?

6. Какие показатели измеряются при испытаниях счётчиков электроэнергии?

7. Каковы основные этапы ремонта системы АСКУЭ?

8. Какие виды испытаний проводятся во время приемо-сдаточных испытаний системы АСКУЭ?

9. Как оценивается качество работы счётчиков электроэнергии?

10. Какие причины могут привести к неправильному показанию счётчиков электроэнергии?

11. Как проводится ошиновка подстанций?

12. Какие методы используются для диагностики и ремонта системы АСКУЭ?

13. Как определить неисправности в счётчиках электроэнергии?

14. Какими приборами и оборудованием обычно оснащаются подстанции для проведения ремонтных работ?

15. Как влияет некорректная ошиновка подстанций на работу системы АСКУЭ?

16. Какие методы технического контроля используются при ремонте счётчиков электроэнергии?

Приемо-сдаточные испытания:

1. Как проводится проверка комплексной работоспособности системы АСКУЭ?

2. Какие меры безопасности необходимо соблюдать при проведении ремонтных работ на подстанциях?

3. Как происходит калибровка счётчиков электроэнергии?

4. Какие проблемы могут возникнуть при неправильной настройке системы АСКУЭ?

5. Какие инструменты обычно применяются при проведении испытаний системы АСКУЭ?

6. Какой периодичностью необходимо проводить ремонтные работы на подстанциях?

7. Какие виды технического обслуживания требуют счетчики электроэнергии?

8. Какие материалы используются для проведения ошиновки подстанций?

9. Какие нормативные документы регламентируют проведение ремонтных работ и приемо-сдаточных испытаний системы АСКУЭ?

10. Какие параметры измеряются во время приемо-сдаточных испытаний системы АСКУЭ?

Предварительная подготовка

До проведения лабораторной работы необходимо по соответствующим ссылкам просмотреть фильмы, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Фильмы для подготовки к проведению лабораторной работы

Название учебного фильма	Ссылка	Примечание
АСКУЭ	https://www.youtube.com/watch?v=fTH_I_DKpt8	часть 1
	https://zametkielectrika.ru/podklyuchenie-schetchika-cherez-transformatory-toka/	Часть 2
ОРУ с жесткой ошиновкой	ОРУ 110 кВ с жесткой ошиновкой с одной рабочей секционированной системой шин - YouTube	Смотреть в ютубе

Методика и порядок выполнения работы

Предварительно до занятий самостоятельно просмотреть фильмы, представленные ссылками. Ознакомиться с теоретическим материалом по предлагаемой преподавателем ссылке. Ответить на контрольные вопросы и написать отчет о лабораторной работе. Изучить вопросы техники безопасности.

Содержание отчета и его форма

По результатам выполнения лабораторной работы студентами оформляется отчет, который должен содержать следующие разделы:

1. Титульный лист.
2. Постановку задач лабораторной работы.
3. Необходимые теоретические сведения для защиты лабораторной работы
4. Результат выполнения.
5. Ответы на контрольные вопросы
6. Выводы по работе

Отчет представляется в электронном виде индивидуально каждым студентом.

Контрольные вопросы и защита работы

Защита лабораторной работы проводится при наличии письменного отчета в форме опроса. Примерные вопросы к защите лабораторной работы.

Виртуальная лабораторная работа №7
" МОНТАЖ, НАЛАДКА, ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ
И РЕМОНТ ИЗОЛЯТОРОВ "

Цель и содержание работы

Целью работы является изучение условий монтажа, наладки, приемосдаточных работ и ремонта изоляторов.

Теоретическое обоснование

Что из себя представляют электрические изоляторы?

Электрические изоляторы представляют собой диэлектрический элемент электроустановки, конструктивно выполняемый из изоляционного материала и армирующих деталей. Диэлектрик предназначен для электрического отделения, а металлические конструкции позволяют зафиксировать как сам изолятор, так и проводники на нем. В качестве диэлектрического материала используется стекло, полимер или керамика. Типы изоляторов показаны на рисунке 1.



Рисунок 1 – Различные типы изоляторов

Рисунок 1 – Различные типы изоляторов

Классификация изоляторов по назначению показана на рисунке 2.

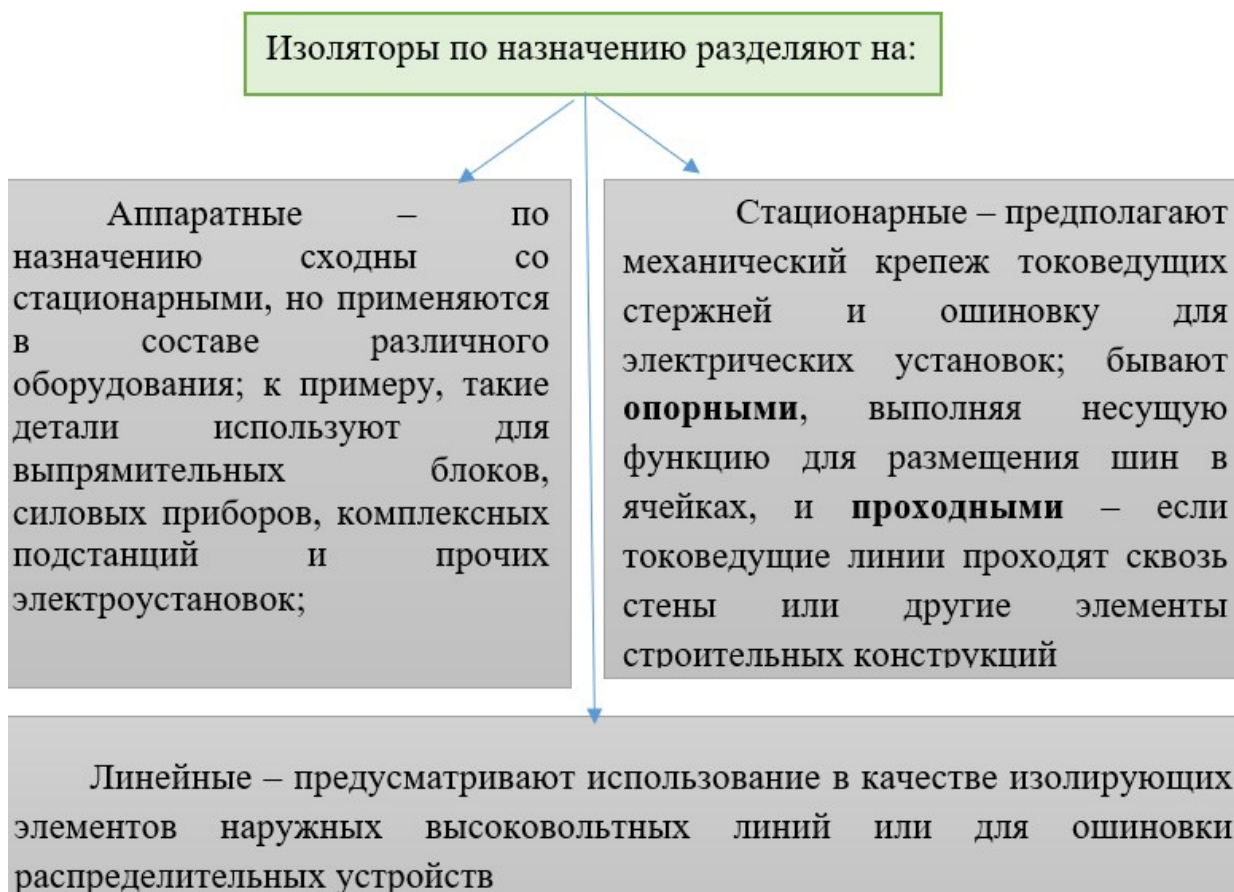


Рисунок 2 – Классификация изоляторов

Фарфоровые изоляторы применялись раньше даже при наружной проводке в домах, их можно назвать традиционными. Чаще всего они белого и коричневого цвета. Изображены на рисунке 3.

Достоинством является то, что они выдерживают большие нагрузки на сжатие, обладают хорошими диэлектрическими свойствами. Недостатки – фарфор бьется и ломается, поэтому их целостность приходится отслеживать обслуживающему персоналу. Для этого отключают электроустановку, производят очистку изоляторов от влаги и пыли. Дополнительная проблема таких изоляторов – большой вес.



Рисунок 3 – Фарфоровые изоляторы

Стеклянные изоляторы дороже фарфоровых, но имеют перед ними ряд преимуществ.



Рисунок 4 – Внутренние и внешние повреждения стеклянных изолирующих тарелок

Внутренние и внешние повреждения стеклянных изолирующих тарелок можно легко визуально обнаружить (рисунок 4). Это дает возможность не проводить частых испытаний напряжением и упрощает обслуживание линий электропередачи, а также строительство подстанций. Сегодня в воздушных линиях электропередач подвесные изоляторы из стекла вытесняют керамику, в том числе и потому, что меньше весят.

МОНТАЖ ИЗОЛЯТОРОВ

На трассе перед монтажом изоляторы должны быть осмотрены и отбракованы. Сопротивление фарфоровых изоляторов проверяется мегаомметром на напряжение 2500 В. Электрические испытания стеклянных изоляторов не проводятся.

На ВЛ со штыревыми изоляторами установку траверс, кронштейнов и изоляторов рекомендуется проводить до подъема опоры. Их штыревая часть должна быть строго вертикальна. Установка штыревых изоляторов с наклоном до 45° к вертикали допускается при креплении спусков к аппаратам и шлейфам опор. Крючья и штыри для предохранения от ржавчины должны иметь защитное покрытие (например, асфальтовым лаком). Крюки применяют для деревянных опор без траверс. В опоре высверливают отверстия, в которые ввертывают крюки с помощью специального ключа. Штыри устанавливают на траверсе при помощи гаек и шайб. Рисунки 5-7

показывают оборудование для монтажа и непосредственно сами изоляторы.

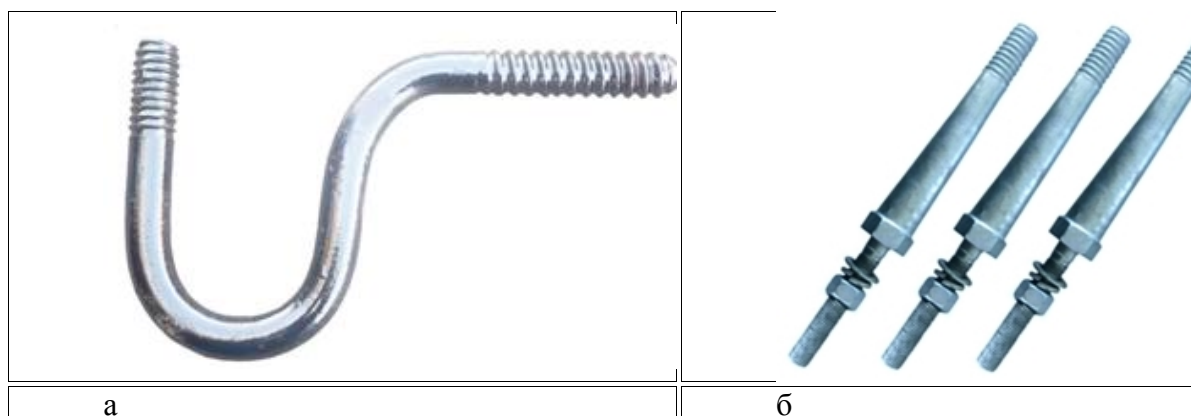


Рисунок 5 – Линейная арматура: а – крюк для монтажа штыревых изоляторов на деревянных опорах ВЛ 0,4 кВ; б – штыри для монтажа изоляторов на траверсе.

Изоляторы на крюки и штыри насаживают несколькими способами.

Способ 1. Изоляторы закрепляют на крюках и штырях с применением уплотнительных полиэтиленовых колпачков, которые насаживаются на крюки и штыри. На поверхность колпачков нанесена резьба для фиксации изолятора.(рисунок 6)

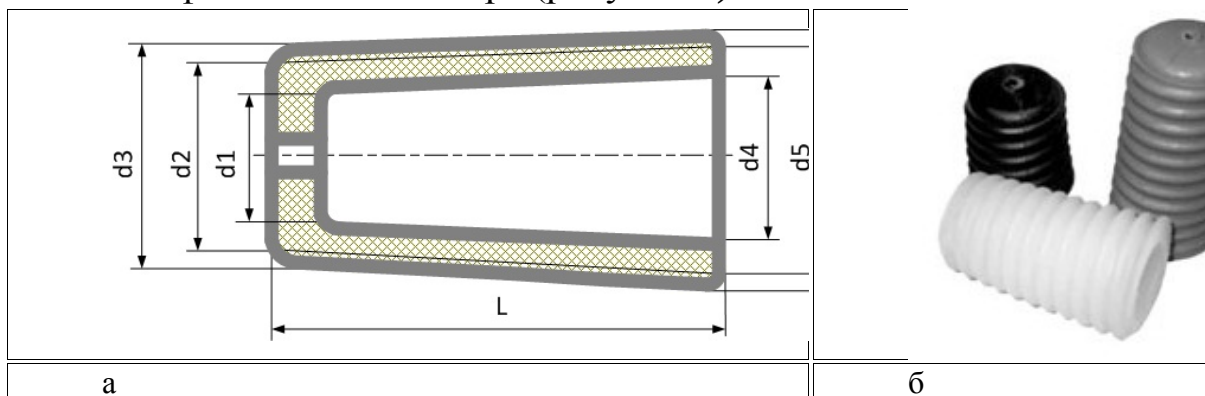


Рисунок 6 – Колпачки: а – конструктивные размеры; б – общий вид.

Перед насадкой колпачок рекомендуется погрузить на 5-7 мин в воду, нагретую до 80-90 °С. Нагретый колпачок насаживают на крюк (штырь) легкими ударами деревянного молотка на полную глубину колпачка. Далее на насаженный колпачок вручную до упора навертывается штыревой изолятор. После закручивания на колпачке, изолятор требуется отвернуть на четверть оборота, чтобы снять возникшие напряжения при закручивании.

Данный способ монтажа штыревых изоляторов получил в настоящее время наиболее широкое распространение. Это связано с удобством, быстротой и простотой процесса монтажа.

Если крюки и штыри изготавливают из подручных материалов (уголков, прутков, строительной арматуры и т.п.), имеют нестандартную конструкцию и соответственно монтаж колпачков на такие штыри невозможен, то применяют следующие способы крепления изоляторов.

Способ 2. Изоляторы закрепляют на крюках и штырях при помощи пеньки или пакли, навиваемой на конец крюка или штыря. Пеньку или паклю предварительно пропитывают суриком, смешанным с олифой.

Способ 3. С помощью армирования раствором из 40% портландцемента марки не ниже 400-500 и 60% речного тщательно промытого песка или свинцового глета. Данный способ крепления изоляторов чаще всего применяется при возможности осуществления монтажа в мастерских электро-монтажных заготовок.

Способ 4. Некоторые типы изоляторов монтируются с помощью специального хомута, входящего в конструкцию изолятора. Монтаж осуществляется надеванием металлической трубы изолятора на штырь и затягивания винта стягивающего хомута.

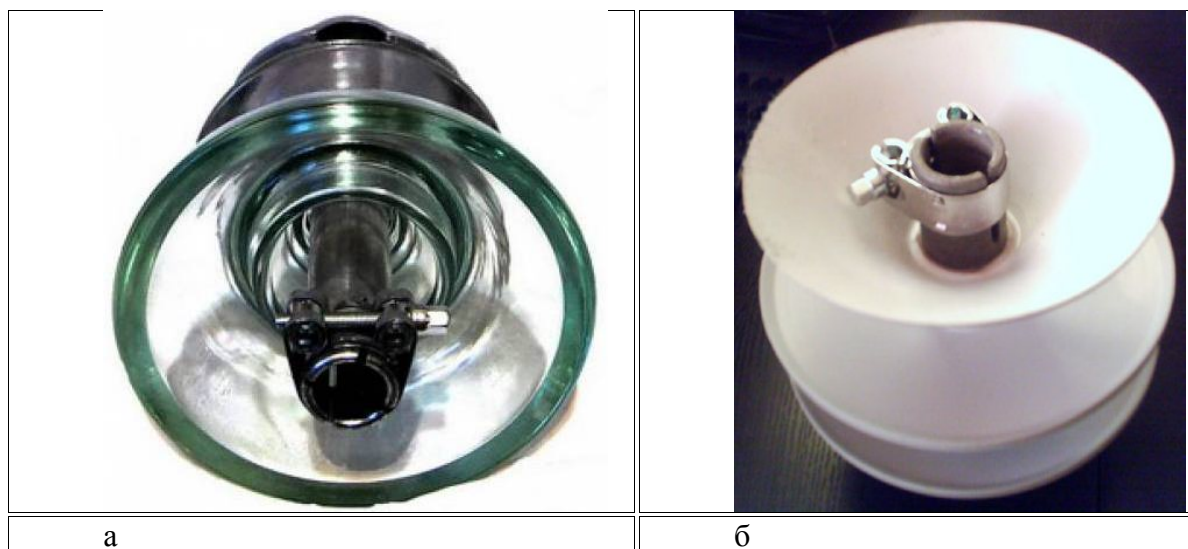


Рисунок 7 – Штыревые изоляторы, монтируемые с помощью стягивающего хомута: а – стеклянный ШТИЗ-10-Б; б – полимерный типа ШПУ-10.

Монтаж гирлянд подвесных изоляторов, как правило, проводится на установленной опоре непосредственно с траверсы опоры или с применением телескопической вышки. Поднимают гирлянду на опору с помощью бесконечного троса (каната).

В западных электросетевых компаниях при монтаже гирлянд изоляторов применяются вертолеты.

НАЛАДКА ИЗОЛЯТОРОВ

Внешний осмотр

Внешний осмотр является одним из основных способов обследования изоляторов. Во время него оценивается состояние изоляции и шапки изолятора, площадь имеющихся на нем трещин, сколов, значительных повреждений, проверяется состояние влагостойкого покрытия, а также степень загрязнений (особенно стойкого загрязнения) изолятора. Кроме этого выявляются места оплавления и повреждения его глазури (рисунок 8).



Рисунок 8 – Внешний вид изолятора

Затем выполняется внешний осмотр имеющейся линейной аппаратуры. Оценивается степень ее повреждения коррозией, имеющиеся трещины, оплавы, изгибы, проверяется соосность деталей, отсутствие изменение формы и размеров.

У проходных изоляторов также осматриваются заземлитель измерительного вывода, ПИН, определяется уровень масла в расширителе.

У полимерных изоляторов проверяют герметичность защитной оболочки, особенно в районе стеклопластикового стержня и местах ее сочленения с арматурой. Также выявляются места эрозии оболочки, дендритов и хрупких изломов.

Для подвесных стеклянных изоляторов кроме внешнего осмотра никакие другие проверки и испытания не проводятся.

Проверка наличия напряжения

Такое испытание изоляторов, проводимое с помощью измерительной штанги или штанги, имеющей постоянный искровой промежуток, позволяет быстро выявить в гирлянде воздушной линии пробитый изолятор.

Измерение сопротивления изоляции

Диагностика текущего состояния изоляции проводится с помощью мегаомметра. По действующим нормам у изолятора ЛЭП эта величина должна превышать 300 МОм. Если причиной низкого сопротивления изолятора является загрязнение, то после его протирки измерения сопротивления изоляции повторяются.

Определение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции

Такое испытание выполняется только у проходных изоляторов с некоторыми видами изоляции. Кроме этого измерения, определяется емкость между вводами и выводами изолятора. В случае превышения этих величин нормируемых значение, изолятор требует сушки. После нее измерения проводят повторно.

При удовлетворительных результатах предыдущих измерений изоляторы подвергаются испытанию переменным повышенным напряжением (высоковольтным испытаниям).

Высоковольтные испытания

Величина испытательного переменного напряжения и время его приложения нормируется исходя из типа изолятора и вида его изоляции. Данный вид испытания для опорно-стержневых изоляторов не обязателен.

Обнаружение частичных разрядов

Проверка и испытание изоляторов на частичные разряды выполняется с помощью электронно-оптического приборов «Филин-6» или ультразвукового дефектоскопа УД-8. Оценка текущего состояния изоляторов проводится в соответствии с инструкциями этих приборов.

Тепловизионный контроль изоляторов выполняется по инструкциям их заводов-изготовителей.

РЕМОНТ ИЗОЛЯТОРОВ

После протирки изоляторы внимательно осматривают и проверяют, не появились ли за межремонтный период на поверхности глазури трещины и сколы площадью более 1 см² и глубиной 1 мм, прочна ли армировка колпачков и фланцев. Ремонт осуществляют на рисунке 9.



Рисунок 9 – Ремонт изоляторов

Изоляторы, имеющие сколы площадью до 1 см², не меняют, а дефектные места покрывают двумя слоями бакелитового или глифталевого лака с просушкой каждого слоя.

Если армировка выкрошилась, ее надо восстановить. Для армирования поверхность фарфора и металла очищают от грязи и маслянных пятен и выкрошившийся объем заполняют замазкой, приготовленной из 1 ч. портландцемента и 1,5 ч. песка, замешанных на воде в пропорции 100 мас. ч. смеси на 40 ч. воды. Такой замазкой можно пользоваться в течении 1 - 1,5 ч.



Рисунок 10 – осмотр изоляторов

При осмотре проверяют число и типы изоляторов в элементах контактной сети и ВЛ (рисунок 10). Обращают внимание на отсутствие сколов, трещин, механических повреждений, а также следов ожогов на поверхности фарфора.

Изолятор, имеющий скол или повреждение глазури площадью свыше 3 см², считается дефектным. Трещины в шапке изолятора не допускаются. Проверяют состояние стержня, степень его коррозии. Выползание или проворачивание стержня тарельчатого изолятора не допускается.

На стержневых изоляторах несовпадение продольной оси изолирующего элемента с осью шапки изолятора не допускается. Дефектные изоляторы заменяют немедленно или не позднее пяти дней с момента обнаружения. Поверхность фарфора очищают от пыли и грязи салфеткой, смоченной в керосине. После испарения керосина вторично протирают поверхность фарфора сухой чистой салфеткой, не оставляя волокон. В местах повышенного загрязнения изоляторов поверхность фарфора рекомендуется покрыть пастой ГИП или вазелином КВ-3 слоем толщиной 1 мм. При выполнении работ не допускаются удары по стержневому изолятору.

Осмотр стержней тарельчатых изоляторов.

На участках постоянного тока особое внимание обращают на состояние стержня тарельчатого изолятора и степень его коррозии, особенно в местностях с загрязнением атмосферы и на участках со смешанной тягой. Налет продуктов коррозии вокруг стержня изолятора в месте выхода его из цементной заделки скрывает фактический диаметр стержня. Минимальный диаметр шейки стержня измеряют после удаления налета. Для изоляторов в анкеровках контактного провода и несущего троса, поперечных несущих тросов гибких поперечин, врезных изоляторов в контактном проводе и несущем тросе, фиксаторных изоляторов в кривых радиусом менее 600 м допускается диаметр шейки стержня не менее 14 мм; для подвесных изоляторов главных путей — не менее 12 мм; для подвесных изоляторов второстепенных путей, малодеятельных ответвлений, фиксаторных изоляторов на прямых и кривых участках пути радиусом более 600 м, отбойников и обводных — не менее 10 мм. Изоляторы, имеющие диаметр шейки стержня менее 10 мм, заменяют. Для защиты от электрокоррозии к стержню приклеивают полувтулки электропроводным клеем.

Таким образом, монтаж осуществляется различными способами, изоляторы должны быть предварительно осмотренными на наличие дефектов, наладка включает в себя осмотр, проверку напряжения, измерение сопротивления, измерение тангенса угла диэлектрических потерь и испытание напряжением и частичными разрядами. При ремонте обращают внимание на отсутствие сколов, трещин, механических повреждений, а также следов ожогов на поверхности изоляторов. Восстанавливают армировку при необходимости. В качестве диэлектрического материала используется стекло, полимер или керамика, но в большинстве случаев используют стекло.

Вопросы по теме :

Как крепятся изоляторы?



Каковы основные этапы монтажа ВЛ?



Какие детали используются для крепления изоляторов?



Какие типы изоляторов применяют при монтаже воздушных линий?



Как крепятся провода к изоляторам?



Какое расстояние между изоляторами?



Какие провода применяют при монтаже воздушных линий?



Какое расстояние между высоковольтными столбами?



Какие виды опор используются на ВЛ и вли?



Отзыв

Предварительная подготовка

До проведения лабораторной работы необходимо по соответствующим ссылкам просмотреть фильмы, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Фильмы для подготовки к проведению лабораторной работы

Название учебного фильма	Ссылка	Примечание
Монтаж изоляторов	Монтаж изоляторов на временные опоры ВЛ. Чукотка. 2022. Петр Буря Дзен (dzen.ru)	часть 1
		Часть 2

Методика и порядок выполнения работы

Предварительно до занятий самостоятельно просмотреть фильмы, представленные ссылками. Ознакомиться с теоретическим материалом по предлагаемой преподавателем ссылке. Ответить на контрольные вопросы и написать отчет о лабораторной работе. Изучить вопросы техники безопасности.

Содержание отчета и его форма

По результатам выполнения лабораторной работы студентами оформляется отчет, который должен содержать следующие разделы:

1. Титульный лист.
2. Постановку задач лабораторной работы.
3. Необходимые теоретические сведения для защиты лабораторной работы
4. Результат выполнения.
5. Ответы на контрольные вопросы
6. Выводы по работе

Отчет представляется в электронном виде индивидуально каждым студентом.

Контрольные вопросы и защита работы

Защита лабораторной работы проводится при наличии письменного отчета в форме опроса. Примерные вопросы к защите лабораторной работы.

Вопросы по монтажу изоляторов:

1. Какие материалы можно использовать для монтажа изоляторов?
2. Как правильно расположить изоляторы для эффективной работы?
3. Какие нормативные требования следует соблюдать при монтаже изоляторов?
4. Какие меры безопасности необходимо принять во время монтажа изоляторов?
5. Как регулировать натяжение изоляторов во время их монтажа?
6. Как проверить качество монтажа изоляторов после завершения работ?
7. Как долго должны выдерживаться изоляторы после монтажа перед применением?
8. Какие инструменты нужны для монтажа изоляторов?
9. Какие особенности монтажа изоляторов на разных типах опор?
10. Как обеспечить долговечность и надежность монтажа изоляторов?

Вопросы по наладке изоляторов:

1. Как проверить работоспособность изоляторов после их установки?
2. Какие методы диагностики используются при наладке изоляторов?
3. Какие виды испытаний проводятся после наладки изоляторов?
4. Какие неисправности могут возникнуть в процессе наладки изоляторов?
5. Как подбирать изоляторы для определенного типа оборудования?
6. Как обучить персонал правильно настраивать и проверять изоляторы?
7. Какие технологии используются для улучшения процесса наладки изоляторов?

8. Какие специфические особенности наладки изоляторов в разных климатических условиях?

9. Как контролировать качество наладки изоляторов?

10. Какие документы необходимо составить после завершения наладки изоляторов?

Вопросы по ремонту изоляторов:

1. Каковы основные причины повреждения изоляторов?

2. Как выбрать правильный материал для ремонта изоляторов?

3. Каковы шаги ремонта изоляторов?

4. Как часто следует проводить проверку изоляторов на предмет повреждений?

5. Какие методы используются для ремонта изоляторов?

6. Какие виды ремонта изоляторов могут потребоваться?

7. Есть ли специальные требования к ремонту изоляторов в зависимости от типа материала?

8. Какие недостатки могут возникнуть при неправильном ремонте изоляторов?

9. Как влияет возраст изолятора на возможность его ремонта?

10. Как можно предотвратить повреждение изоляторов?

11. Как проверить качество ремонта изоляторов?

12. Какую роль играет пуско-наладочное испытание изоляторов в процессе ремонта?

13. Какие испытания проводятся в процессе пуско-наладочных работ изоляторов?

14. Как расшифровывать результаты испытаний изоляторов?

15. Какие меры безопасности следует соблюдать при ремонте изоляторов?

Вопросы по испытаниям изоляторов:

1. Каковы основные требования к оборудованию для проведения испытаний изоляторов?

2. Что такое пуско-наладочные испытания изоляторов?

3. Какие цели преследуются при проведении испытаний изоляторов?

4. Какие виды испытаний могут проводиться в рамках пуско-наладочных работ изоляторов?

5. Как подготовиться к проведению испытаний изоляторов?

6. Как часто следует проводить пуско-наладочные испытания изоляторов?

7. Какие методы используются для проведения испытаний изоляторов?

8. Как интерпретировать результаты испытаний изоляторов?

9. Какие недостатки могут быть выявлены в результате испытаний изоляторов?

10. Как связаны результаты испытаний изоляторов с их дальнейшей эксплуатацией?

11. Как проверить качество проведения пуско-наладочных испытаний изоляторов?
12. Как влияют условия окружающей среды на проведение испытаний изоляторов?
13. Как обеспечить безопасность при проведении пуско-наладочных работ изоляторов?
14. Как использовать результаты испытаний для оптимизации работы изоляторов?
15. Как избежать ошибок при проведении пуско-наладочных испытаний изоляторов?

Виртуальная лабораторная работа №8

" МОНТАЖ, НАЛАДКА, ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ И РЕМОНТ КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ "

Цель и содержание работы

Целью работы является изучение условий монтажа, наладки, приемосдаточных испытаний и ремонта комплектных распределительных устройств.

Теоретическое обоснование

Комплектные распределительные устройства (КРУ) — это система агрегатов, которые отвечают за приём и перераспределение электричества, а также обеспечение собственного питания электроустановки.

От типовых трансформаторных подстанций они отличаются габаритами и скоростью монтажа. Всё электрооборудование КРУ интегрировано в полностью или частично закрытые камеры и поставляется заказчику в собранном виде. Силовая аппаратура устройства располагается на выкатных тележках, а шкафы выполняют функцию ограждения.

Комплектные распределительные устройства (КРУ) предназначены для распределения и защиты электроэнергии в электрических сетях. Они используются для подачи электроэнергии на потребителей с учетом их потребностей и для эффективного контроля и управления электроснабжением.

Кем осуществляется монтаж

Монтаж может осуществляться специализированными организациями, обладающими соответствующей лицензией на данную деятельность. Монтаж комплексных распределительных устройств требует наличия группы по электробезопасности не ниже III.

Монтаж и этапы монтажа

Монтаж комплектных РУ выполняется в два этапа.

На первом этапе в ходе выполнения общестроительных работ устраиваются предусмотренные строительными чертежами проемы, ниши, кабельные каналы, устанавливаются закладные детали и опорные конструкции под оборудование, выполняется монтаж заземляющего устройства и сети общего освещения. Поверхности всех опорных металлических конструкций для установки оборудования должны быть

выверены по горизонтали. Стыки этих конструкций свариваются с помощью накладок из полосовой стали для обеспечения непрерывности цепи заземления. Монтажные работы показаны на рисунке 1.



Рисунок 1 – Монтаж КРУ

На втором этапе на опорные конструкции устанавливаются комплектные ячейки РУ, выполняются соединения сборных шин, проверяется совпадение разъединяющих контактов первичных и вторичных цепей и заземляющих контактов путем медленного выкатывания тележек в рабочее положение.

Прокладку силовых кабелей выполняют после установки ячеек на место. В каналах кабели раскладывают в соответствии с кабельным журналом. После разделки кабелей и монтажа концевых муфт на кабели у каждой муфты вешают маркировочную бирку с надписью в соответствии с кабельным журналом.

Проверка после монтажа

Монтажные работы по первичным цепям завершают проверкой уровня масла в маслonaполненном оборудовании (при необходимости доливают чистое, сухое, прошедшее испытания трансформаторное масло до уровня отметки на маслоуказателе) и проверкой работы выключателей, разъединителей, вспомогательных контактов и блокировочных устройств. Эту проверку производят в соответствии с требованиями инструкций предприятия-изготовителя. Рисунок 2 показывает проверку оборудования подстанции.



Рисунок 2 – Проверка оборудования КРУ

Монтаж вторичных цепей

Одновременно с работами по первичным цепям на втором этапе работ выполняют монтаж вторичных цепей. В релейных отсеках комплектных ячеек устанавливают приборы и аппараты защиты, управления, сигнализации, измерения и учета электроэнергии, демонтированные на время транспортировки.

В соответствии с проектом прокладывают, разделяют и подключают контрольные кабели, кабели питания оперативным током и кабели освещения. В соответствии с кабельным журналом на концы кабелей вешают маркировочные бирки с надписями.

Перед сдачей РУ в эксплуатацию восстанавливают поврежденную отделку ячеек, окрашивают места сварки. На фасадах ячеек выполняют четкие надписи в соответствии с наименованием присоединений. У всех приводов выключателей и разъединителей делают надписи с указанием «Включено» и «Отключено».



Рисунок 3 – Монтаж КРУ

На фазах каждой секции сборных шин РУ предусматривают места для наложения переносного заземления и наносят условный знак заземления. Шины в этих местах зачищают и смазывают тонким слоем технического вазелина.

На дверях, выходящих из помещения РУ наружу или в другое помещение, с внешней стороны делают надписи с наименованием РУ и закрепляют стандартные металлические предупредительные плакаты.

Наладка КРУ

Наладка комплексных распределительных устройств включает в себя проведение различных испытаний, таких как измерение параметров работы оборудования, проверка реакции на аварийные ситуации, испытания на надежность и долговечность (Рисунок 4).

Цель испытаний – убедиться в правильной установке и функционировании устройства, его соответствии стандартам и нормам безопасности.



Рисунок 4 – Наладка КРУ

Настройка и ремонт комплектных распределительных устройств - это важный процесс, который требует специальных знаний и навыков. Перед началом работы необходимо ознакомиться с технической документацией каждого конкретного устройства, чтобы понимать его устройство и принцип работы.

Первым этапом наладки КРУ является его проверка на соответствие техническим требованиям и нормативам. Проверяются параметры и характеристики устройства, его состояние и исправность элементов. В случае обнаружения каких-либо неисправностей или отклонений от стандартов, необходимо провести диагностику и выявить причину поломки.

Испытания комплектных распределительных устройств.

Испытания комплектующего КРУ оборудования - масляных выключателей, выключателей нагрузки, разъединителей, измерительных трансформаторов, разрядников и т.д. производятся по соответствующим методам и нормам.

У выкатных тележек выполняется проверка механизма доводки и блокировки в рабочем и испытательном положениях. При попытке вывода

тележки из закрепленного положения с включенным выключателем последний должен отключаться. Отключение выключателя должно происходить раньше перемещения тележки, вызывающего размыкание первичных разъединяющих контактов.

Проверяется действие защитных шторок, обеспечивающих безопасность при производстве ремонтных работ. Эта проверка производится выдвиганием тележки в ремонтное положение. При этом шторки под действием собственной массы должны закрывать окна. При вкатывании тележки шторки должны автоматически подниматься, открывая окна для прохода подвижных контактов первичной цепи.



Рисунок 5 – Испытания КРУ

Проверка работы механических блокировок производится многократным (четыре-пять раз) вкатыванием тележки. При этом не должно быть перекосов и заеданий (Рисунок 6). Давление ламелей разъединяющих контактов первичных цепей должно быть в пределах 10...15 кг.

Измеряются переходные сопротивления первичных разъединяющих контактов, болтовых контактных соединений сборных шин, разъединяющих контактов вторичных цепей, связи заземления выкатной тележки с корпусом. Измерения проводятся двойным мостом, микроомметром или методом амперметра-вольтметра.

Переходное сопротивление первичных контактов $R_{пне}$ должно превышать значений, указанных в табл. 5.1.

Таблица 5.1

$I_{ном}, А$	400	600	1000	1600	2000
$R_{п}, мкОм$	75	60	50	40	33

Переходное сопротивление контактов сборных шин не должно превышать более чем в 1,2 раза сопротивления целого участка шины такой же длины. Переходное сопротивление разъединяющих контактов вторичных

цепей должно быть не более 4000 мкОм. Переходное сопротивление связи заземления выкатной тележки с корпусом не должно превышать 100 мкОм.

Сопротивление изоляции первичных цепей, измеренное мегаомметром на напряжение 2500 В, должно быть не ниже 100 МОм. Сопротивления изоляции вторичных цепей, измеренные мегаомметром на напряжение 500–1000 В, должны быть не ниже 0,5 МОм.

Работу проверяют на рисунке 6.



Рисунок 6 – Проверка работы

Испытания повышенным напряжением (рисунок 7)

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции первичных цепей проводится до присоединения силовых кабелей. Все тележки должны быть установлены в рабочее положение, выключатели — включены. Тележки с трансформаторами напряжения должны быть выкачены. Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин. Величина испытательного напряжения для керамической изоляции РУ-10(6) кВ составляет 42 (32) кВ; для твердой органической изоляции — 37,8 (28,8) кВ. Испытания изоляции вторичных цепей производится напряжением промышленной частоты 1 кВ в течение 1 мин.

Упрощение монтажа РУ с выключателями нагрузки достигается в настоящее время применением моноблочных конструкций, выпускаемых, в частности, фирмой SchneiderElectric(блокRM6) и ОАО «ПО Элтехника» (КРУ «Ладога»).



Рисунок 7 – Проведение испытаний КРУ

В моноблочной конструкции в герметичный бак, заполненный элегазом с низким избыточным давлением, заключены все рабочие части устройства (выключатели нагрузки, заземляющие разъединители, сборные шины). Плавкие предохранители, используемые в комбинации с выключателями нагрузки, помещены в отдельные герметичные кожухи.

Расширение РУ осуществляется за счет простого присоединения дополнительного моноблока на уровне сборных шин без необходимости работы с элегазом.

Использование моноблочных конструкций позволяет не только сократить объем электромонтажных работ, но и существенно уменьшить габариты РУ. Кроме того, моноблочные конструкции РУ практически не требуют эксплуатационного обслуживания в течение всего срока службы.

Ремонт КРУ

В процессе эксплуатации производятся текущие, капитальные и внеплановые ремонты КРУ и встроенного в них оборудования. Сроки проведения плановых текущих и капитальных ремонтов определяются «Положением о периодичности ремонтов электрооборудования».

Текущие ремонты шкафов КРУ и встроенного оборудования ответственных потребителей производятся не реже 1 раза в год. Остальных – 1 раз в три года (рисунок 8).

Капитальный ремонт КРУ производится 1 раз в 6 лет.



Рисунок 8 – Ремонтные работы в КРУ

Проверка механизма доводки и блокировки производится в рабочем и испытательном положении. При попытке вывода тележки из закрепленного положения с включенным выключателем последний должен отключаться. Отключение выключателя должно происходить раньше перемещения тележки, вызывающего размыкание первичных разъединяющих контактов.

Проверка действия защитных шторок, обеспечивающих безопасность при производстве ремонтных работ, производится выдвиганием тележки в ремонтное положение. При этом шторки под действием собственной массы должны закрывать окна. При вкатывании тележки шторки должны автоматически подниматься, открывая окна для прохода подвижных контактов первичной цепи.

Проверка работы механических блокировок производится многократным (четыре-пять) вкатыванием тележки. При этом не должно быть перекосов и заеданий.

Измерение переходного сопротивления первичных разъединяющих контактов вторичных цепей производится при помощи двойного моста, микроомметра или по методу амперметра-вольтметра. Если шкафы КРУ установлены прислонно к стенке и доступ к неподвижным контактам затруднен, измерение переходных сопротивлений производится на тележке с помощью вспомогательной медной пластины толщиной 8-9 мм или запасного неподвижного контакта.

Ремонт комплексных распределительных устройств также может проводиться специализированными организациями, имеющими опыт и квалификацию в данной области. Ремонт включает в себя выявление неисправностей, замену деталей или узлов, проведение наладки и тестирования оборудования после ремонта. Ремонт регламентируется нормативными документами и требует соблюдения всех мер безопасности.

Ремонт включает в себя разборку КРУ, замену поврежденных элементов и узлов, проверку правильности сборки и установку оборудования на место. Во время ремонта необходимо соблюдать все меры предосторожности, связанные с работой с электрооборудованием.

После проведения ремонта необходимо провести повторную проверку и тестирование устройства (рисунок 9). Проверяются его параметры, работоспособность и соответствие требованиям безопасности. При необходимости проводится доводка и настройка устройства для оптимальной работы.



Рисунок 9 – Проверка и тестирование КРУ

Для успешной наладки и ремонта комплектных распределительных устройств необходимо иметь опыт работы с электрооборудованием, знание принципов работы и техническое образование в области электротехники. Также важно строго соблюдать инструкции и рекомендации производителя работ, а также нормативы и правила безопасности работы с электрооборудованием.

Открытое распределительное устройство (ОРУ) состоит из комплекса опорных конструкций (порталы, фундаменты, опорные стойки и др.), сооружаемых из металла или железобетона, и устанавливаемого на этих конструкциях электрооборудования (силовые выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, разрядники, ошиновка и др.).

К монтажным работам на ОРУ относится:

- а) монтаж гибкой ошиновки в виде систем сборных шин, линейных и шинных мостов и спусков к электрооборудованию;
- б) установка и монтаж всех видов электрооборудования.

Перечень монтажных механизмов, аппаратов, приспособлений и инвентаря, необходимых для монтажа ОРУ, приведен в приложении.

К началу монтажных работ на ОРУ должны быть закончены все работы по строительной части: опорные конструкции, подъездные пути, служебные

здания и помещения, а также планировка территории. Кроме того, к началу монтажа должна быть обеспечена подача в рабочую зону электроэнергии, воды и сжатого воздуха.

В состав распределительной электроустановки входят типовые унифицированные блоки: шкафы со смонтированными коммутационными аппаратами, измерительные приборы, защитные устройства для автоматики и телемеханики, вспомогательные блоки. Распределительные электроустановки поставляются на объект в собранном виде, подготовленные к установке. В тех зданиях, где строительство завершено, монтируют распределительные устройства.

Устройство фундамента - основа основ

Закладные основания из рихтованных швеллеров монтируют под каждый ряд камер с применением уровня. Несущие поверхности выполняют в одной плоскости и соединяют стыковой сваркой. Затем швеллеры соединяют с контуром заземления в нескольких местах посредством полосовой стали. Перед монтажом камер проверяется точность установки закладных оснований.

Монтируем электрокоммуникации КРУ

Монтаж непосредственно шкафов с КРУ начинается с закладки электрокоммуникаций, что происходит в таком порядке:

- пункты освещения;
- панели защиты и электрические аппараты;
- сеть заземления;
- освещение распределительных устройств.

Монтируем камеры распределительного устройства

На втором этапе монтажа в здании цеха или в машинном зале установят камеры распределительного устройства. Шкафы монтируют с крайнего корпуса. Установку следующего шкафа начинают только после контроля правильного положения относительно вертикальной и горизонтальной оси уже установленного корпуса. Завершив установку, болтовым соединением стягивают блоки. Болты затягивают, начиная с крайнего. Сначала затягивают нижний комплект болтов, после - верхний комплект.

Распределительное устройство можно считать правильно установленным в том случае, когда:

- корпус и тележка неподвижны;
- совпадают подвижные и неподвижные части контактов, которые разъединяют первичные и вторичные цепи.

Проверка механической блокировки завершает монтаж. После проверок устройство окончательно закрепляется электросваркой к магистрали заземления.

Монтаж завершен. На следующем этапе испытывают комплектные распределительные устройства и производят их наладку (рисунок 10).

Испытания КРУ и КРУН



Наладка и обслуживание КРУН

Рисунок 10 – наладка комплектных распределительных устройств

Объем и нормы испытаний КРУ, комплексных распределительных устройств для внутренней и КРУН для наружной установки определены ПУЭ и ПЭЭП.

Испытательные мероприятия для проверки наладки электрооборудования КРУ и КРУН проводятся в обязательном порядке после транспортировки к месту монтажа и перед вводом в эксплуатацию. Профилактику выполняют ежегодно по графику эксплуатационных проверок релейных защит электроустановок.

Текущий контроль включает проверку предварительной конфигурации всей электроустановки.

Эксплуатационные испытания КРУ выполняются с целью подтверждения основных характеристик, свидетельствующих о степени работоспособности высоковольтных аппаратов электроустановки. Проверяются: масляные выключатели, измерительные трансформаторы напряжения и тока, высоковольтные выключателей нагрузки и прочее электрооборудование.

Основные типы обязательного контроля

- Приемо-сдаточные испытания нового оборудования, вводимого в работу (рисунки 11-12).
- Контрольные измерения в порядке текущей эксплуатации КРУ (КРУН) между ремонтами.
- Проверки после капитального ремонта.
- Контроль при текущем ремонте.



Рисунок 11 – Проверка рабочих характеристик оборудования электроустановки



Исследование рабочих характеристик и проверка состояния силового оборудования КРУН

Рисунок 12 – Измерение сопротивления изоляции КРУ

Вновь смонтированные КРУ испытываем повышенным напряжением, без подключения кабельных и воздушных линий электропередач, но с включенными масляными, вакуумными выключателями и контакторами.

На вводимом в работу оборудовании измеряем сопротивление изоляции вторичных цепей повышенным напряжением 1000 В, течение 1 мин.

Эксплуатируемые КРУ испытываем повышенным напряжением после отсоединения отходящих подключений и с включенными выключателями нагрузки. Это делается с целью сохранить изоляцию линий. Для проверки

целостности изоляции вместе с кабельными линиями и кабельными разделками применяем допустимую измерительную проверку выпрямленным напряжением.

Объем пуско-наладки при капитальном ремонте

1. **Измеряем сопротивление изоляции.** Проверка первичной цепи мегомметром на пределе 2500В.

2. **Измеряем вторичные цепи.** Используем мегомметр на напряжение 500-2500 В.

3. **Испытываем повышенным напряжением.** Поверяем изоляцию первичных цепей ячеек в течение от 1 до 5 минут, в зависимости от наличия изоляционных материалов органического происхождения, напряжением до 35 кВ для КРУ-6 кВ и 42 кВ для КРУ-10 кВ.

4. **Измеряем сопротивление постоянному току.** Контролируем контакты сборных шин, контакты «первички» и скользящие контакты вторичной силовой цепи.

Все работы проводятся на основе стандартов и требований, заданных международными правилами (МЭК). Определены номинальные характеристики и параметры, свойственные для рабочих устройств и их отдельных элементов (рисунок 13).



Рисунок 13 – Измерения параметров КРУ

Что относится к механическим испытаниям

Не менее важную часть в ревизии состояния электроустановки представляет собой проверка механики: блокировок, замков, срабатывание защитных шторок .

- Ревизия «вката» и «выката» тележек высоковольтных выключателей, срабатывания блокировок, фиксаторов и защитных шторок.

- Измерение контактного нажатия шинных и линейных разъединителей первичной цепи.

- Осмотр и проверка заземлителей и включение заземляющих ножей.

- Проверяются затяжка важных болтовые соединений контактных шин.

Обязательные профилактические обследования КРУН

При работе с оборудованием КРУН персонал ЭТЛ проверяет следующее оборудование:

- силовые выключатели 6-10 кВ;
- сборные и соединительные шин;
- силовые трансформаторы;
- измерительные трансформаторы;
- трансформаторы собственных нужд;
- проверка кабельных линий;
- проверка и испытания воздушных линий электропередач.

Кроме того, для силовых маслонаполненных трансформаторов проводят ежегодные испытания трансформаторного масла на пробой.

Протокол для КРУ (КРУН)

По окончании ревизии КРУН и КРУ ответственный за работу инженер заносит результаты в журнал испытаний. Заполняет протоколы испытаний, акты состояния оборудования. Пишет заключение о проведении работ и дает рекомендации по эксплуатации электроустановки. Указывает слабые места в оборудовании.

Отсутствие у владельца электроустановки актов и протоколов о техническом состоянии электрооборудования, проведенных уполномоченными лицами и организациями (электролабораторией), является нарушением. В случае аварии, протокол защитит владельца от отключения электроустановки и штрафа за эксплуатацию неиспытанного оборудования

Протокол профилактических испытаний РУ-6 кВ

Протокол профилактических испытаний РУ, КРУН, КРУ, ЗРУ 6(10) кВ представляет собой пакет документов по испытаниям отдельных элементов распределительного устройства.

Отличительной особенностью протокола проверки РУ-6кВ является испытания ячейки высоковольтного выключателя вместе с кабелем и подключенным двигателем. По условиям испытаний, кабель и электродвигатель может быть отсоединен от ячейки. В некоторых случаях, когда отсоединение кабеля от ячейки РУ-6кВ является невозможным из-за риска повредить изоляцию высоковольтного кабеля, испытания производятся без отсоединения. Об этом в протоколе делают отдельные указания.

Протокол включает результаты следующих проверок и испытаний:

- Визуального осмотра.
- Наличия цепи между заземлёнными установками и элементами заземлённой установки.
- Замер сопротивлений заземлителей и заземляющих устройств.
- Измерительных трансформаторов тока и напряжения
- Силовых трансформаторов, ТСН

- Наладку и результаты испытаний вакуумного выключателя до 10 кВ
- Высоковольтных шин 10 кВ
- Разъединителя до 10 кВ
- Повышенным напряжением силовых кабельных линий до 10 кВ.
- Электродвигателей переменного тока напряжением до 10 кВ.

Каждое испытание сопровождается списком приборов и установок, которые используются при испытаниях с указанием даты поверки и номером сертификата.

Периодичность профилактики комплексных распределительных устройств

Сроки выполнения проверок и профилактики устанавливаются нормы испытаний электрооборудования и ПТЭ, при этом учитываются конкретные условия эксплуатации, которые зависят от местонахождения электроустановки. График проводимых работ определяет главный инженер предприятия или энергосистемы.

ГИБКАЯ ОШИНОВКА ОТКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ МОНТАЖ СБОРНЫХ ШИН И ПЕРЕХОДНЫХ МОСТОВ

Открытые распределительные устройства 110 — 220 кВ занимают обычно довольно значительную территорию, что в современных условиях объясняется большим числом рабочих ячеек, крупными размерами электроаппаратов, значительными габаритными расстояниями между токоведущими частями, а также между ними и землей (рис. 14). Основные размеры для ОРУ 110—220 кВ приведены в табл. 1.

Таблица 1 – Основные размеры

Напряжение, кВ	Расстояние между фазами, м	Ширина ячейки ОРУ, м	Длина пролета, м	Высота подвески проводов, м	
				Шины	Мосты
110	2,5	9	27	8	11
220	4,0	15	30	II	16,5

Гибкая ошиновка ОРУ состоит из следующих основных элементов (рисунок 14):

а) сборные шины, выполняемые в виде одной или двух трехфазных систем.

Иногда, особенно на крупных энергетических объектах, сооружается еще третья (обходная) трехфазная система шин.

б) переходные мосты-перемычки для отдельных ячеек ОРУ:

в) ответвления-спуски от сборных шин или мостов к электроаппаратам.

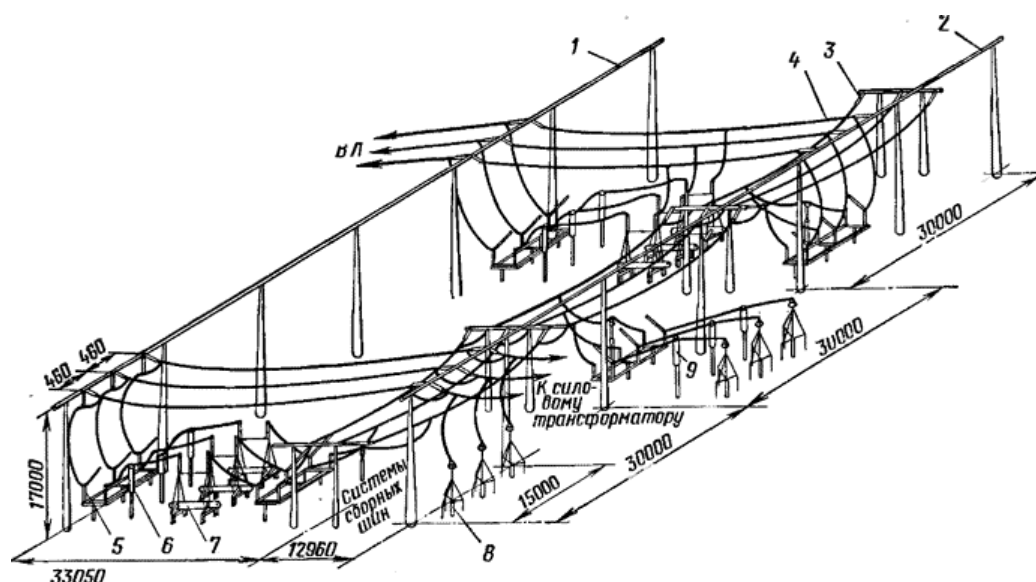


Рис 14 – Схема ошиновки ОРУ 220 кВ.

1 — линейный портал; 2 - портал; 3 - гирлянда натяжная; 4 - провод; 5 — разъединитель; в - трансформатор тока; 7- воздушный выключатель; 8 — разрядник; 9 — трансформатор напряжения.

Гибкая ошиновка ОРУ выполняется, как правило, голыми алюминиевыми или сталеалюминиевыми проводами. Каждая фаза сборных шин ОРУ может состоять или из одного провода, или из двух-трех проводов (расщепленная фаза), что зависит от количества передаваемой по проводам энергии (силы тока). При монтаже нескольких проводов в каждой фазе между ними ставятся дистанционные распорки, стальные с алюминиевыми вкладышами.

Таблица 2 – Выбор распорок

Тип распорок	Марка провода	Сечение, мм ²
РД-61	А и АС	50, 70 и 95
РД-62	А и АС	95, 120 и 150
РД-40	АС и АСО	150, 185 и 240
РД-35	АСО	300
РД-33	АСО	400

Выбор типа распорок производится по табл. 2. Крепление проводов гибкой ошиновки ОРУ к металлическим или железобетонным опорным порталам осуществляется с помощью натяжных или подвесных гирлянд, собранных из стеклянных или фарфоровых линейных изоляторов (рис. 2).

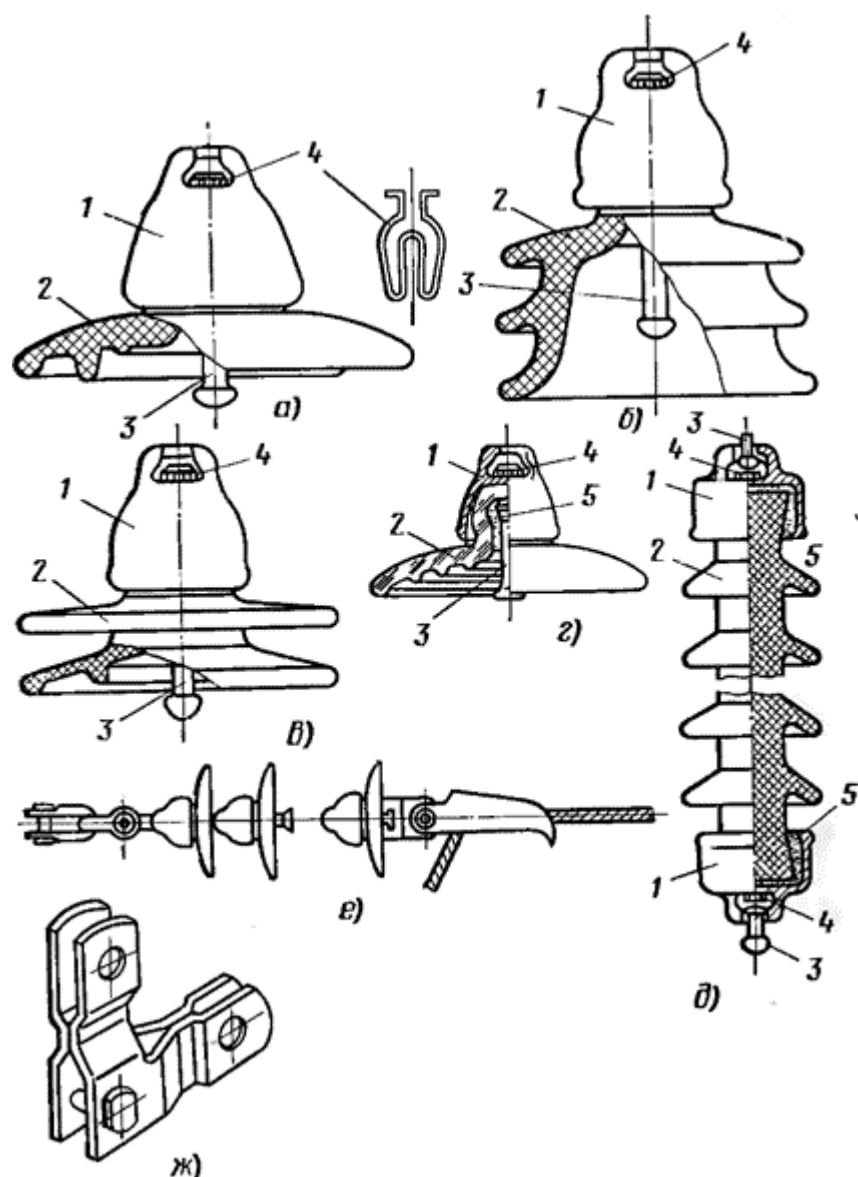


Рис. 2. — Подвесные изоляторы для ошиновки ОРУ.
с- тип ПФ- б — тип ПР-3.5; в — типы НС-3 и НЗ-6; г — тип ПС; а — тип СП;
с- одноцепная гирлянда; ж - промежуточное звено для подъема гирлянд; 1-
шапка изолятора; 2- изолятор; 3-стержень; 4 -замок; 5- цементная связка.

При двух проводах в каждой фазе применяются сдвоенные гирлянды с соединением их между собой при помощи дополнительной арматуры («коромысло»).

Как правило, работы по гибкой ошиновке ОРУ выполняются до установки электрооборудования, что облегчает монтаж ошиновки и исключает возможные повреждения аппаратов. Подвеска шинных мостов, расположенных выше сборных шин, должна быть выполнена в первую очередь.

Работы по монтажу гибкой ошиновки ОРУ производятся в следующем порядке.

Изоляторы доставляются в рабочую зону, освобождаются осторожно от упаковки, тщательно осматриваются с отбраковкой дефектных (трещины,

сколы и пр.), очищаются от пыли и грязи, после чего протираются бензином или ацетоном. Все изоляторы подвергаются испытанию изоляций между стержнем и шапкой мегаомметром 2500 В. Изоляторы, имеющие изоляцию ниже 300 МОм, отбраковываются. Далее выполняется сборка изоляторов в гирлянды при помощи сцепных деталей. Сборку следует производить на деревянных подкладках-щитах во избежание повреждений и загрязнений. В верхней части гирлянды (рис. 2) устанавливается сцепная арматура (скобы, серьги и др.), служащая для подвески гирлянды к траверсе опоры. На нижнем конце гирлянды крепятся провода с помощью натяжных зажимов:

- а) болтовых типа НБ для проводов средних сечений;
- б) прессуемых типа НАС для проводов крупных сечений.

Конструкция натяжных зажимов приведена на рис. 3.

В комплект пресса МИ-1Б входит набор сменных матриц, соответствующих маркам и сечениям различных проводов. Рабочей жидкостью для пресса служит масло АМГ-10 или трансформаторное масло; в летнее время целесообразно применять автол.

Для получения хорошего качества опрессовки зажимов все работы следует выполнять со строгим соблюдением указаний, приведенных в монтажных чертежах и рабочих инструкциях. Перед заделкой в зажим конец провода тщательно очищается, промывается бензином и покрывается слоем технического (бескислотного) вазелина.

Для сталеалюминиевых проводов опрессовка стального сердечника и алюминиевых повивов производится отдельно.

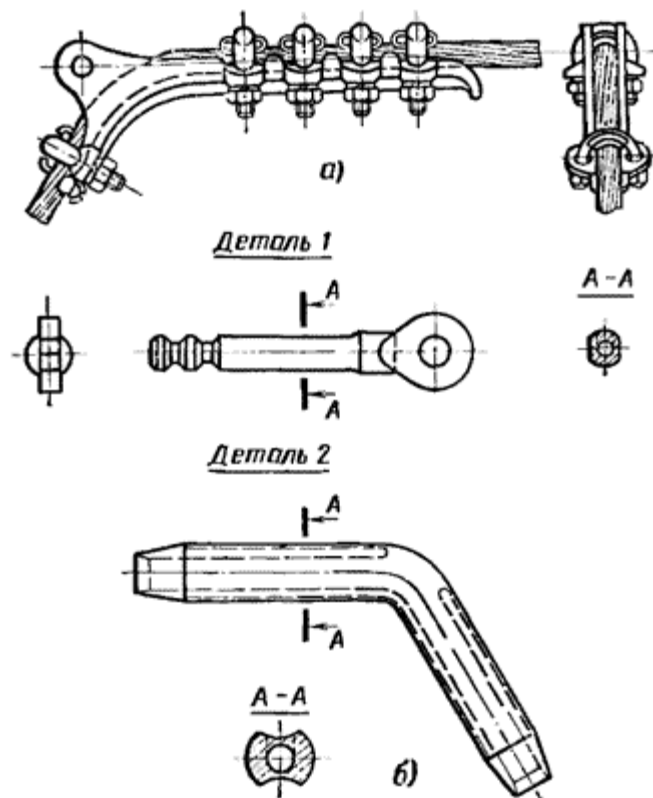


Рис. 3. – Натяжные зажимы для гибкой ошиновки ОРУ. а — болтовой; б — прессуемый.

Предварительно со стального сердечника удаляются верхние алюминиевые повивы с помощью специального ручного приспособления (рис. 5). После окончания опрессовки провода в зажиме место выхода проводов покрывается маслостойкой (масляной) краской. Для установки болтовых натяжных зажимов также выполняются подготовка провода и тщательная зачистка поверхности плашек зажимов с обработкой их напильником под слоем вазелина. Затяжка болтов должна быть плотной, с дополнительным повторным подтягиванием в процессе работ.

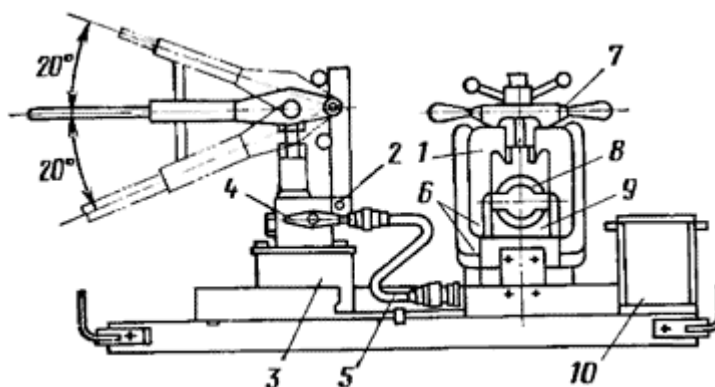


Рис. 4. – Пресс монтажный гидравлический МИ-1Б. 1 — пресс; 2 — масляный насос; 3 — бак для масла; 4 — спускной вентиль; 5 —

трубопровод; 6 — рама пресса; 7 — рукоятка; 8 — верхняя матрица; 9 — нижняя матрица; 10 — инструментальный ящик.



Рис. 5. — Приспособление для зачистки концов сталеалюминиевых проводов.

Барабаны с проводом доставляются в рабочую зону ОРУ на автомашинах или, в зимнее время, на санях с тягой лебедкой или трактором. Доставка перекачиванием барабанов (в крайних случаях) должна производиться с большой осторожностью во избежание порчи барабанов или провода.

Раскатка провода с барабанов ведется с применением специальных раскаточных козел или раскаточных кабельных стоек-домкратов винтового типа.

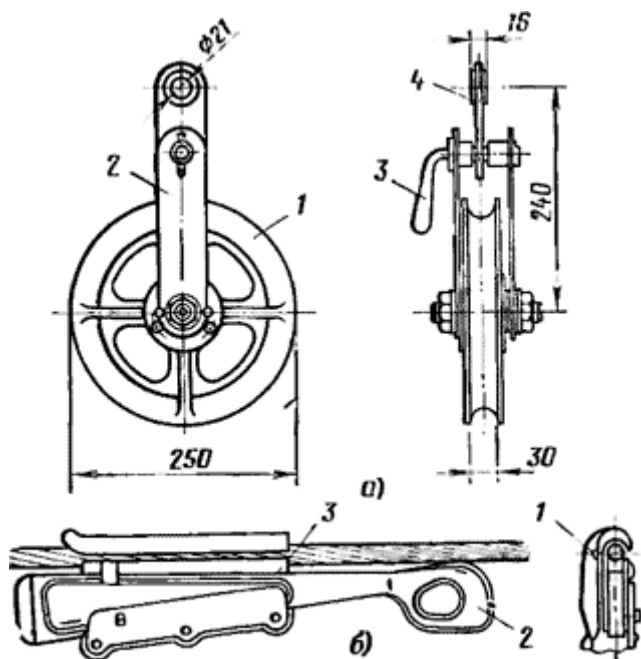


Рис. 6. — Монтажные приспособления. а — раскаточный ролик: 1 — ролик; 2 — щеки; 3 — замок; 4 — подвеска; 5 — монтажный клиновой зажим: 1 — корпус; 2 — клип; 3 — планка.

Для вращения барабанов используются стальные оси диаметром 70 — 90 мм.

Порядок выполнения работ следующий: а) внешний конец провода заделывается в натяжной зажим, поднимается вместе с гирляндой наверх и закрепляется на опорном портале (крайнем); подъем производится лебедкой через временный однороликовый блок, установленный на траверсе портала;

б) у второго опорного портала провод, пропущенный через монтажный раскаточный ролик (рис. 6,е), поднимается на высоту подвеса;

в) за вторым порталом провод захватывается монтажным клиновым зажимом (рис. 6,б) и вытягивается (лебедкой, автомашиной или трактором) для определения стрелы провеса (рис. 7), отвечающей температурным условиям по расчетным таблицам. Отклонение величины стрел провеса от проектных данных допускается в пределах $\pm 5\%$;

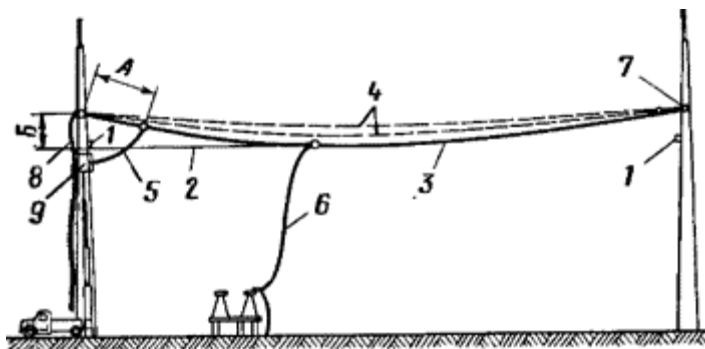


Рис. 7. — Схема замера проводов ошиновки «визированием». 1 — визирная рейка; 2 — линия визирования; 3 — положение провода; 4 — перетянутый провод; 5 — длина полупетли; 6 — длина спуска; 7 — место закрепления провода; 8 — регулировочный конец; 9 — телескопическая вышка; А — длина гирлянды; Б — стрела провеса.

г) на проводе отмечается бандажом из стальной проволоки 0 1,5—2 мм общая длина заготовки, а также запас на устройство петли-перемычки («шлейф») между пролетами сборных шин;

д) провод опускается на землю, где по сделанным отметкам отрезается необходимая заготовка пролета; резка производится вручную ножовкой или специальными ручными пресс-ножницами (рис. 8), применение которых значительно упрощает работу и сокращает в 3 — 4 раза время резки;

е) одновременно производится разметка мест крепления ответвлений — спусков к электроаппаратам ОРУ.

В последнее время метод замера длин пролетов «визированием» с предварительным подъемом всех проводов на опоры заменяется методом замеров «с земли» с использованием геодезических инструментов — теодолитов. Сущность нового метода сводится к следующему: а) точки подвеса провода на портале сносятся теодолитом на землю (рис. 9) и отмечаются установкой металлического штыря;

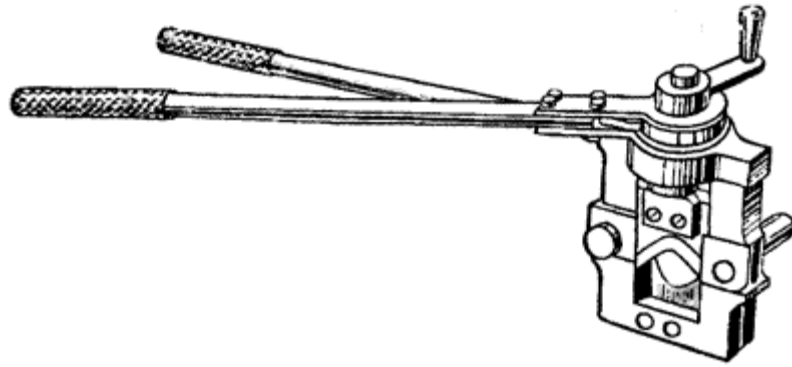


Рис. 8. – Пресс-ножницы ручные для резки сталеалюминиевых проводов.

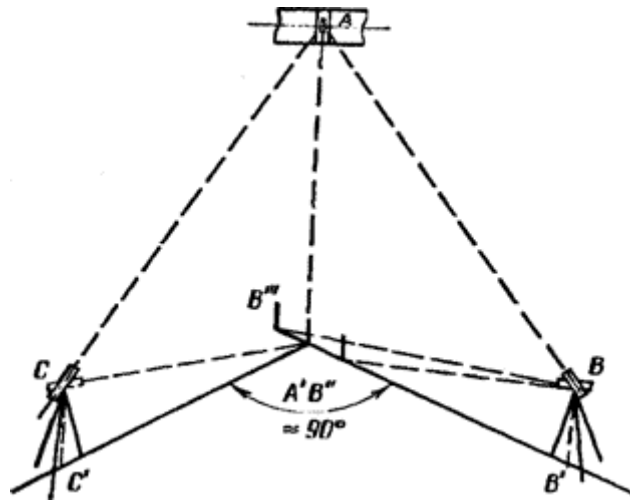


Рис. 9. – Проектирование точки подвеса провода на опоре на землю с помощью теодолита. Л — точка подвеса; В и С — места установки инструмента.

б) расстояния (фактические) между точками подвеса измеряются выверенной рулеткой со стальной лентой длиной 50 м;

в) определяется длина заготовки пролета, которая равна расстоянию между точками подвеса минус удвоенная длина гирлянды с линейной арматурой плюс приращение длины провода за счет стрелы провеса; приращение является постоянной для одинаковых пролетов с одинаковой стрелой провеса при проводах определенной марки и сечения и соответственно может быть вычислено заранее; приращение должно быть указано в рабочих чертежах проекта;

г) практически на монтаже для контроля расчетных данных один из проводов первого монтируемого пролета может быть поднят на опору и проверен «визированием»;

д) дальнейшие заготовки проводов для пролетов ОРУ могут быть сделаны по расчетным данным с внесением в отдельных случаях (при больших отклонениях) поправок согласно замерам рулеткой фактических расстояний между точками подвеса.

На всех изготовленных проводах устанавливаются на земле натяжные

зажимы, ответвительные зажимы для спусков, самые спуски (на болтах или сваркой), а также дистанционные распорки в случае «расщепленной» фазы. Смонтированная полностью ошиновка поднимается и подвешивается на порталах.

Присоединение спусков и установка распорок после подъема шин наверх более сложны и требуют применения телескопических или рычажно-шарнирных вышек, что не всегда возможно в условиях площадки ОРУ. Отдельные секции (пролеты) сборных шин ОРУ соединяются между собой на промежуточных порталах петлями («шлейфами»). Петли делаются или неразъемными («глухими»), или по эксплуатационным соображениям разъемными.

В первом случае целесообразно соединить концы проводов сваркой встык в разъемной стальной форме (см. далее). Для разъемных нетель применяются петлевые плашечные зажимы типа ПА (рис. 10).

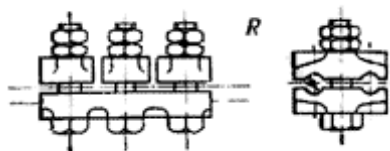


Рис. 10. – Петлевой плашечный зажим.

МОНТАЖ ОТВЕТВЛЕНИЙ-СПУСКОВ ОТ СБОРНЫХ ШИН ИЛИ ОТ ПЕРЕХОДНЫХ МОСТОВ

Обработанные заранее заготовки проводов для спусков-ответвлений к аппаратам ОРУ подсоединяются к шинам пролета одним из способов, не требующих разрезания основных шин. Длина спусков определяется по проектным чертежам или по замерам при предварительном подъеме шин на порталы с учетом необходимого запаса по длине в 10— 15%. На оба конца заготовки должны быть наложены бандажи из стальной проволоки 0 2 — 2,5 мм.

Существуют следующие методы присоединения спусков к шинам:

а) использование болтовых ответвительных зажимов типа ОА (рис. 11,а, табл. 9). Болтовые зажимы пригодны для устройства ответвлений проводов как одинакового, так и разных сечений.

Таблица 9 – Присоединение зажимов по их типам

Тип зажима	Марка соединяемых проводов	Масса 1 шт., кг
ОА-2-1	А-50, А-70, АС-35, АС-50	0,85
ОА-3-1	А-95, А-120, АС-70, А095	1,11
ОА-4-1	А-150, А-185, АС-120, АС-150	1,46
ОА-5-1	АС-185, АС-240	1,75

После зачистки концов проводов и поверхностей зажима производится сболчивание его с обязательным применением мягких алюминиевых прокладок.

б) Применение прессуемых ответвительных зажимов. При этом используются разъемные зажимы типа СА-70-2 ит. д. (рис. 11,б). Для присоединения спуска к болтовой лапке зажима на верхнем конце провода устанавливается аппаратный контактный зажим типа А2А-70-1 и т. д.

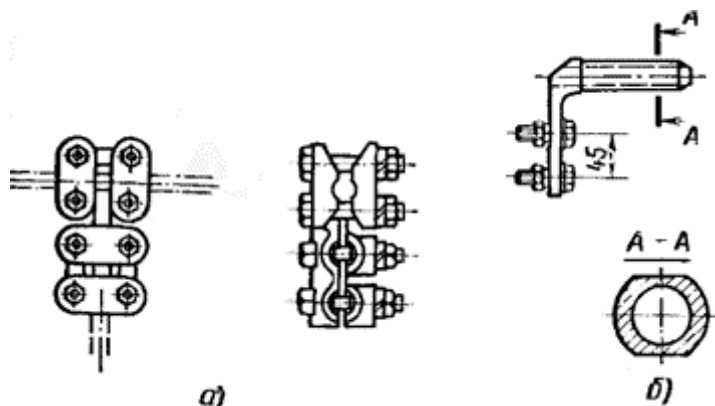


Рис. 11. — Ответвительные зажимы. а — болтовой; б — прессуемый.

Если спуск делается проводом того же сечения, что и основные провода, могут быть использованы ответвительные зажимы неразъемные типа ОА-70-1 и т. д., в которых верхний конец спуска запрессовывается непосредственно в нижнюю часть зажима.

в) Использование овальных линейных соединителей. Этот способ присоединения обладает меньшей надежностью и применяется в неотчетливых установках: для присоединения применяются линейные соединители типов СОАС-70 — СОАС-150.



Рис. 12. — Разъемная сварочная форма для устройства ответвления.

Обжатие соединителя выполняется специальными клещами типа МИ-19, а проводов крупных сечений — особыми приспособлениями МИ-190 ((до 95 мм²) или МИ-230А (120 мм² и более). При применении овальных соединителей рекомендуется концы проводов для надежности предварительно сваривать.

г) Присоединение ответвлений-спусков сваривают в стальных разъемных формах (рис. 12). Этот метод подтвержден решением Минэнерго и находит широкое применение в монтажной практике. Преимущество этого заключается в снижении стоимости работ с уменьшением необходимого количества зажимов цветного металла и болтов, а также в высокой надежности сварных стыков в эксплуатации. Сварка стыка выполняется следующим образом: металлическая форма с зажатыми в нее проводами (одного или различных сечений) закрепляется на легкой переносной стойке (рис. 13). Перед сваркой провода (шины и спуск) хорошо очищаются до блеска стальной щеткой на длину 100 — 150 мм от места приварки.



Рис. 13. — Переносная стойка для газовой сварки проводов.

Форма разогревается специальной двухрожковой многопламенной горелкой-насадкой. При этом алюминиевые повивы проводов сплавляются, обеспечивая достаточную механическую прочность стыка. Во время плавки через верхнее отверстие формы подается присадочный материал в виде заранее заготовленных алюминиевых прутков сечением 10х10 мм. Добавки каких-либо флюсов не требуется.

Устройство и присоединение спуска должно быть выполнено таким образом, чтобы ответвительный и аппаратный зажимы не испытывали дополнительных усилий, кроме нормальных (от ветра и массы провода).

Выбор типа присоединения спуска к контактным выводам аппаратов зависит от конструкции самого вывода.

Конструкция выводов высоковольтных аппаратов бывает следующих четырех основных типов: Тип I — штырь медный с метрической резьбой М12. Тип II — вывод медный плоский с двумя отверстиями для болтов М12.

Тип III — вывод медный плоский с четырьмя отверстиями для болтов М12.

Тип IV—штырь медный цилиндрический без резьбы диаметром 10— 15 — 20 и 30 мм.

В соответствии с типом вывода и сечением проводов выбирается тип аппаратного зажима — прессуемый (рис. 14,с) или болтовой (рис. 14,б).

Технические данные аппаратных зажимов даны в табл. 10.

При двух или трех проводах в фазе спуска применяются специальные контактные зажимы вилочного типа (по проекту).

Как уже ранее указано, аппаратные зажимы типов А2А и А4А используются также для верхних концов ответвления-спуска в случаях их присоединения на болтах к разъемным ответвительным зажимам типа ОА.

В целях обеспечения надежной работы контактного соединения на ОРУ в эксплуатации воспрещается непосредственное присоединение алюминиевых зажимов к медным контактными выводам электрооборудования. Поэтому аппаратные алюминиевые зажимы имеют приваренные методом холодной сварки медные пластины.

Иногда заводы-изготовители выпускают коммутационную аппаратуру (разъединители и пр.) с алюминиевыми выводами, причем в некоторых случаях эти выводы имеют напрессованную медную пластину.

Все эти обстоятельства должны быть проверены на месте монтажа и учтены при выборе способа монтажа контактного соединения.

Применение прессуемых контактных зажимов является весьма надежным способом присоединения при условии тщательного выполнения опрессовки.

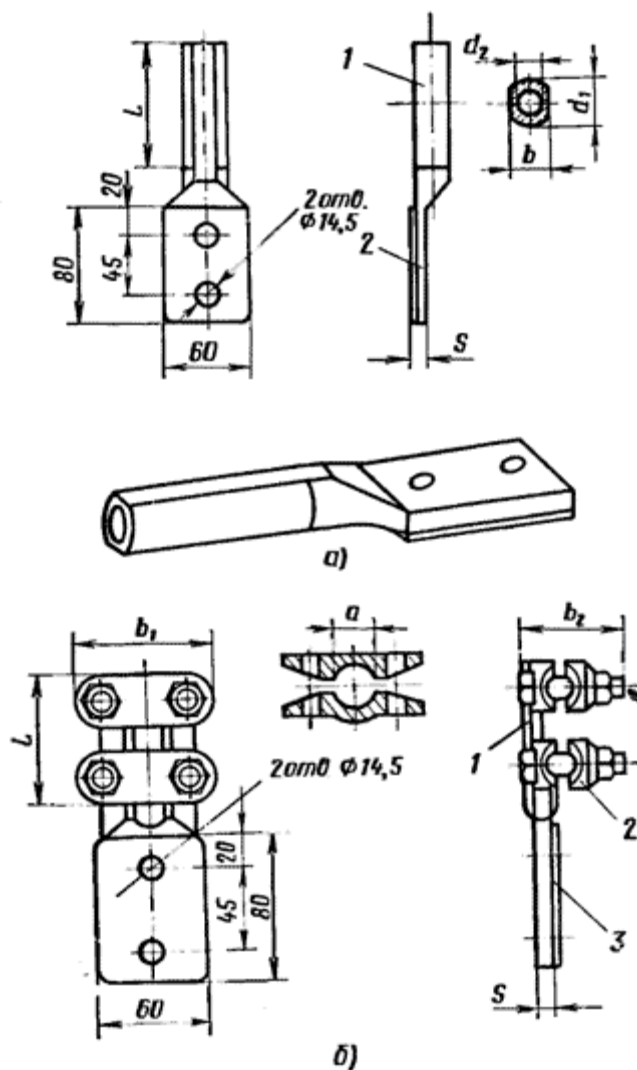


Рис. 14. – Контактные аппаратные зажимы.
а — прессуемые: 1 — корпус; 2 — контактная пластина; б — болтовые: 1 — корпус; 2 — плашка; 3 — контактная пластина

Опрессовка осуществляется гидропрессами МИ-1Б МИ-2А (с ножным приводом) или ГТО-100М. Перед опрессовкой необходимо тщательно очистить и промыть конец спуска и зажим. При монтаже болтовых аппаратных зажимов также необходимо тщательно зачистить внутреннюю контактную поверхность плашек зажима. При стягивании плашек болтами между ними должен оставаться зазор в 3 — 4 мм. После окончательной затяжки болтов зазор покрывается эмалью ПХВ-26 по грунтовке № 138.

Широкое применение находит метод присоединения спусков из сталеалюминиевых проводов к контактным выводам аппаратов посредством переходных контактных пластин, привариваемых к спуску.

Приварка переходной «плакированной» пластины к проводу осуществляется в стальной разъемной форме (рис. 15). Форма, устанавливаемая на переносной стойке (см. выше), разогревается пропанокислородным пламенем с помощью двухрожковой горелки-насадки. Этот метод является достаточно быстрым, удобным и надежным в эксплуатации.

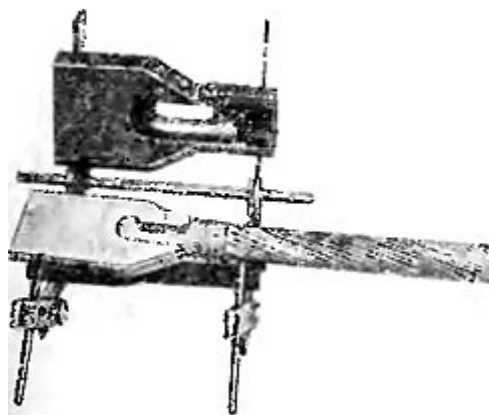


Рис. 15. – Разъемная сварочная форма для оконцевая спусков.

Отмеривание провода осуществляется счетчиком оборотов кассеты. В мастерской установлен приводной (с электроприводом) гидропресс ПО-100М для резки провода с помощью режущего инструмента типа РЕЗ, а также для последующей напрессовки всех видов зажимов. Все монтажные механизмы находятся в закрытом помещении, там же хранится вспомогательное оборудование (раскаточные кабельные домкраты, оси, сварочные формы, мелкие инструменты и материалы), что обеспечивает его сохранность и исправное состояние. Механизация ряда процессов значительно ускоряет сроки выполнения монтажа и улучшает качество работ. Выполнение значительной части работ по монтажу гибкой ошиновки ОРУ в закрытом помещении, кроме того, обеспечивает общее улучшение условий труда и способствует повышению культурного уровня производства.

При сооружении ОРУ 110 — 220 кВ приходится выполнять также монтаж жесткой ошиновки. Сюда относятся небольшие участки ошиновки (перемычки) между отдельными аппаратами РУ или для присоединения к силовым трансформаторам. Для этих целей используются металлические (стальные, медные, алюминиевые) трубы, а также плоские алюминиевые шины.

При монтаже жесткой ошиновки следует предусматривать возможность свободного изгиба шин («компенсация») при температурных колебаниях и изменениях при этом длины шин, особенно в местах подключения к аппаратам.

Жесткая ошиновка прокладывается на опорных изоляторах или шинных опорах наружной установки (см. далее в разделе «Электрооборудование»),

Присоединение гибких спусков от сборных шин к жесткой ошиновке осуществляется болтовыми или прессуемыми аппаратными зажимами.

При монтаже жесткой ошиновки шинные заготовки выпрямляются, очищаются, обезжириваются и устанавливаются на место с предварительной смазкой контактных частей техническим вазелином.

Жесткая трубчатая ошиновка используется также в качестве так называемой «балансирной подвески», когда гибкие провода ошиновки из-за недостатка места должны располагаться не между опорными стойками портала, а сбоку стоек с минимальным габаритом. Это достигается подвеской обходного дугообразного токопровода из алюминиевой трубы диаметром 100 — 120 мм, закрепленного по концам на изолирующих подвесках- гирляндах из линейных изоляторов. К жесткой ошиновке ОРУ следует также отнести устройство «шинных мостов» и монтаж комплектных экранированных токопроводов (ТЭН, КЭТ, ТЭК и др.) на напряжение 10—20 кВ. Эти устройства используются обычно при выходе токопроводов из зданий на ОРУ или же для подхода к основным силовым трансформаторам.

Шинные мосты представляют собой расположенную на металлических конструкциях высотой 2.5—3 м систему шин из алюминиевых полос, одиночных или в виде пакетов. Шины размещаются на опорных изоляторах наружной установки. При монтаже производятся очистка, отбраковка и установка изоляторов, правка, изгибание и сварка шин, закрепление в шинодержателях и последующая окраска в фазную расцветку (желтая, зеленая, красная). Опорные конструкции надежно заземляются. Для тех же целей подсоединения электрических цепей к выводам из зданий или к выводам трансформаторов применяются комплектные экранированные токопроводы заводской поставки. Они представляют собой алюминиевые трубчатые шинопроводы диаметром от 200 до 400 мм на силу тока до 12000 А. Шинопроводы размещаются на специальных опорных изоляторах (ОФР-20 и др.) в защитных трубчатых алюминиевых коробах диаметром 500 — 900 мм.

Комплектные экранированные токопроводы поставляются заводами в виде отдельных готовых секции (длиной до 6 м и более) и снабжаются необходимыми вспомогательными блоками (угловые, соединительные). Монтаж токопроводов заключается в ревизии, очистке (включая продувку сжатым воздухом) и установка их с помощью автокрана на опорные металлические конструкции, которые так же, как и защитные кожухи должны надежно заземляться.

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ОТКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ . МОНТАЖ КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ

Основными коммутационными аппаратами ОРУ 110 — 220 кВ являются разъединители и быстродействующие выключатели, масляные или воздушные.

В масляных выключателях гашение дуги при разрыве электрической цепи происходит в среде изоляционного масла, а управление выключателем осуществляется с помощью электромагнитных, пневматических или двигательных приводов.

В воздушных выключателях гашение дуги при отключении, а также управление выключателем производятся сжатым воздухом. 28

К коммутационной аппаратуре относятся также короткозамыкатели и отделители, применяемые на подстанциях, не имеющих выключателя на вводе.

Для заземления нейтрали силовых трансформаторов используются аппараты специального назначения — заземлители.

А. РАЗЪЕДИНИТЕЛИ И ЗАЗЕМЛИТЕЛИ

Разъединители предназначены для отключения или включения участков электрической цепи при отсутствии нагрузочного тока. В большинстве случаев на ОРУ 110 — 220 кВ устанавливаются разъединители рубящего типа (рис. 16) с движением ножей в горизонтальной плоскости (РЛНЗ, РЛНД, РОНЗ).

Разъединители 110 — 220 кВ, устанавливаемые на отходящих от ОРУ линиях электропередачи, а также меж. секционные и шиносоединительные имеют дополнительные заземляющие ножи с ручным приводом.

Шинные разъединители внутри ячеек ОРУ заземляющих ножей не имеют. Опорные колонки для разъединителей типа РЛНЗ собираются из отдельных штыревых изоляторов: на 110 кВ из трех изоляторов типа ШТ-35; на 220 кВ — из пяти изоляторов типа ШД-35. Колонки разъединителей типа РОНЗ выполнены из стержневых изоляторов. Разъединители типа РЛНД двухколонковые (два стержневых изолятора типа СТ-110). Основные технические данные разъединителей приведены в табл. 12

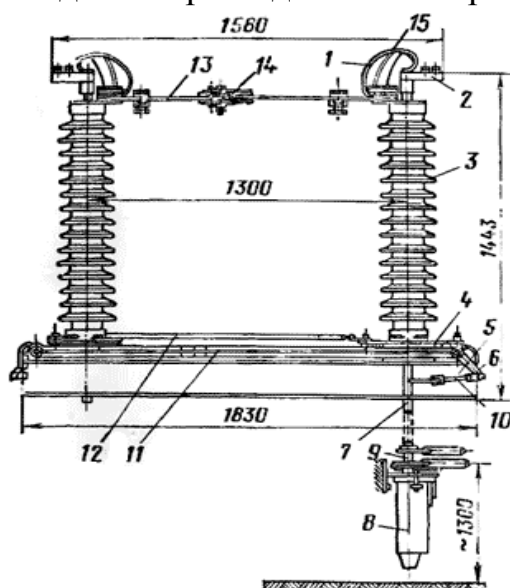


Рис. 16. — Разъединитель опорного типа РЛНД-110-2.

1 — гибкая связь; 2 — контактный вывод; 3 — изолятор; 4 — основание; 5 — рама; 6 — механизм заземляющих ножей; 7 — вал к приводу; 8 — шкаф управления; 9 — привод; 10 — тяга; 11 — заземляющий нож; 12 — внутриполюсная тяга; 13 — полунож; 14 — контактная плита; 15 — экран.

Таблица 12 — Технические данные разъединителей

Тип аппарата	Номинальные	Масса полюса, кг	Тип привода
--------------	-------------	---------------------	-------------

	напряжение, кВ	ток, А		
РЛНД-100	110	1600, 1000	165	ПРН-110М,
				ПРН-220М
РЛНО-110М	110	600, 1000	209	ПДН-1,
				ПРН-110
РНДЗ-110У	110	1000, 2000	394	ПРН-220М
РОНЗ-110	110	2000	390	ПРН-110
РЛЦЦ-150	150	1000, 2000	961	ПРН-154,
				ПДН-220М
РЛНД-220П	220	1000, 2000	750	ПР11-220,
				ПНД1

Примечание. Условные обозначения: Р— разъединитель; Н — наружной установки; О — отдельные полюсы; Ц— двухколошковый; Л — с линейными контактами П— специальная передача к приводу; У—с усиленной изоляцией; З— с заземляющими ножами.

На месте монтажа производится сборка трехфазной разъединителя из трех отдельных полюсов (фаз) с соединением их металлическими тягами (газовые трубы диаметром 25, 30, 40 мм).

Разъединители 220 кВ значительно сложнее по устройству, имеют большие габариты и большую массу отдельных частей и деталей, поэтому монтаж их является более сложным. Рассмотрим в качестве примера монтажа разъединителя типа РОНЗ-220/2000.

Разъединители этого типа поступают с завода-изготовителя отдельными полюсами (девять отдельных мест), на время транспортировки главные и заземляющие ножи, изоляторы, экраны, противовесы, а также передаточные коробки механизмов демонтируются. Затем верхние изоляторы колонок с главными ножами и токоведущими контактами закрепляются на основании (раме) соответствующего полюса и упаковываются в деревянную обрешетку.

Перед монтажом все детали разъединителя, включая привод, тщательно осматриваются для выявления и устранения мелких дефектов. Доставка частей разъединителя к месту установки производится на автомашинах, санях или стальных листах. Разгрузка и монтаж выполняются с помощью самоходного крана грузоподъемностью 5—7 т со стрелой длиной 12 м. Основное монтируемое оборудование, а также необходимые для монтажа приспособления размещаются в рабочей зоне, как указано на рис. 17.

Монтаж разъединителя начинается с установки металлических конструкций (опорных плит, продольных и поперечных швеллеров) на железобетонные стойки фундамента. Опорные плиты крепятся болтами, а затем на них укладываются швеллеры. После выверки соответствия положения опорных швеллеров горизонтальным отметкам и осям разъединителя они закрепляются окончательно электросваркой.

Одновременно устанавливаются и закрепляются опорные конструкции под привод.

При распаковке ящиков с деталями производится протирка и очистка изоляторов колонок от загрязнений и пыли.

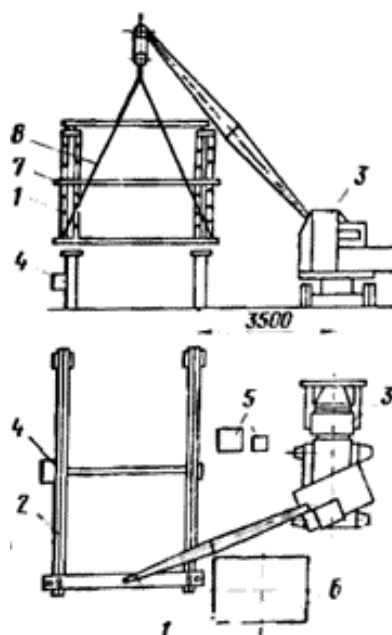


Рис. 17. — Размещение оборудования при монтаже разъединителя РОНЗ-220/2000.

1 — полюс разъединителя; 2 — опорная конструкция; 3 — автокран; 4 — привод; 5 — сварочный аппарат; 6 — место разгрузки; 7 — деревянный брус; В — стальной строп.

Изоляторы тщательно осматриваются для выявления возможных дефектов (сколы, трещины, повреждение армировки и др.).

Установленные на время транспортировки на цоколе каждого полюса (фазы) верхние изоляторы с главными ножами снимаются. Далее на цоколях устанавливаются опорные и поворотные колонки, верхние головки с поворотными контактами и механизм главных ножей, экранирующие кольца и сами главные ножи с противовесами.

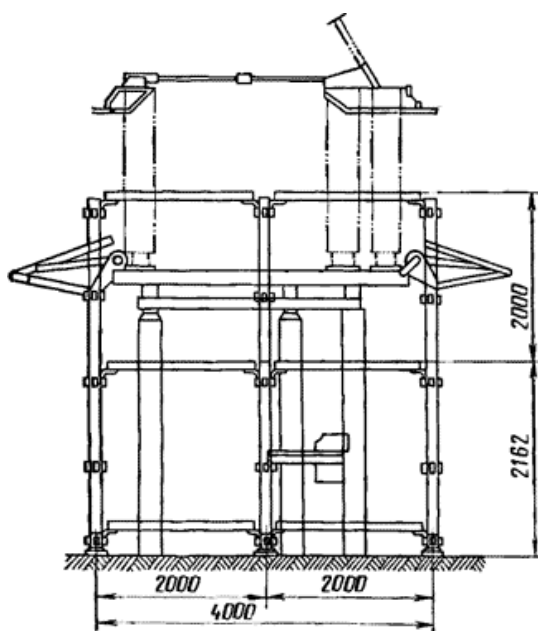


Рис. 18. – Подмости инвентарные трубчатые сборно-разборные.

Сборка каждой колонки, состоящей из пяти опорных изоляторов, производится на земле в горизонтальном положении, после чего колонки автокраном устанавливаются на цоколь полюса. После окончания сборки отдельных полюсов (фаз вокруг опорной конструкции разъединителя устанавливаются сборно-разборные металлические леса (рис. 18). Затем производится установка на место всех трех полюсов разъединителя, выполняемая в определенной последовательности (рис. 19). При строповке полюсов разъединителя в местах касания строп к изоляторам подкладываются деревянные бруски. Во время установки полюсов на место производится выравнивание по отвесу опорных и поворотных колонок путем подбивки под фланцы изоляторов стальных прокладок.

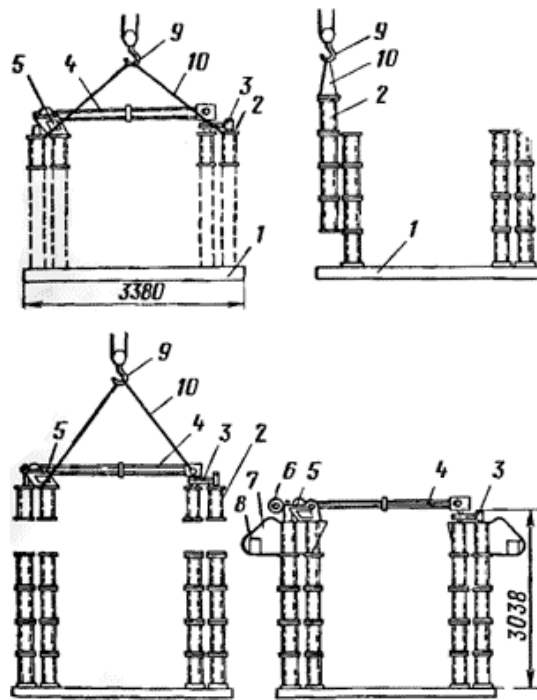


Рис. 19. – Схема сборки полюсов разъединителя.

1 — цоколь полюса; 2 — опорный изолятор; 3 — механизм поворотного контакта; 4 — главный нож; 5 — механизм главного ножа; 6 — противовес; 7 — экранирующее кольцо; 8 — контакт ножа заземления; 9 — крюк автокрана; 10 — строп.

Далее выполняется проверка и регулировка главных ножей и их связей с поворотными контактами, что осуществляется путем:

- а) смещения изоляторов в поворотных колонках;
- б) регулировки длины труб главного ножа;
- в) регулировки длины тяги в головке ножа.

После окончания регулировки схемы механизм (рис. 20) производится соединение валов поворотных колонок 2 с валом передаточной колонки 10. Для этого необходимо включить главный нож 3 ведущего полюса установить его в горизонтальном положении до упор концевой зажима в лопатку контакта, которая при этом должна быть перпендикулярна трубам ножа.

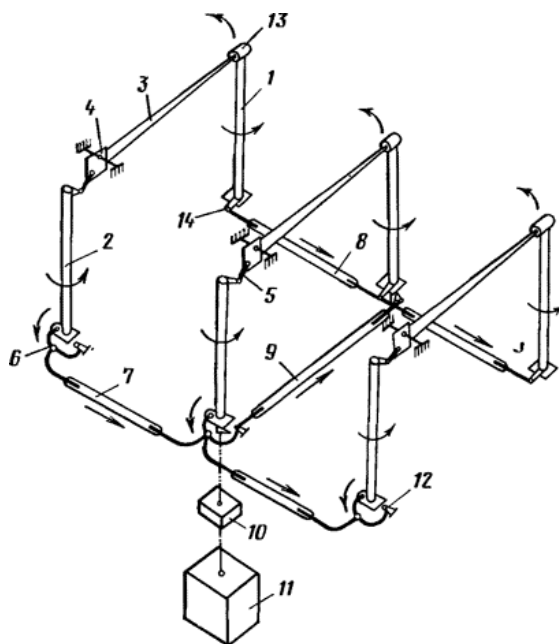


Рис. 20. — Кинематическая схема механизма разъединителя.

1, 1 — поворотные колонки; 3 — главный нож; 4 — головка механизма; 5 — регулирующая тяга; 6 — эксцентрические втулки; 7—9— соединительные тяги. 10 — передаточная коробка; 11 — электропривод; 12 — регулирующий болт; 13 — головка главного ножа; 14 — рычаг поворотной колонки.

В это время передаточная коробка 10 находится во включенном положении. Соединив поворотные колонки с передаточной коробкой тягами, закрепляют привод, причем оси валов привода и коробки должны лежать на одной вертикали. Соединение валов осуществляется муфтой из стальной цельнотянутой трубы диаметром 35 мм с помощью электросварки.

Между рычагами поворотных колонок и рычагами передаточной коробки 10 устанавливаются соединительные тяги 7, 8 и 9.

Далее производится общая проверка:

а) правильности регулировки включения главных ножей разъединителя;

б) одновременности включения ножей;

в) угла раскрытия путем 3 — 5-кратного включения и отключения разъединителя вручную. При этом дополнительная регулировка осуществляется изменением длин регулирующих тяг 5.

В случае несовпадения углов раскрытия ножей регулировка достигается поворотом междуполюсных тяг вокруг осей эксцентриковых втулок 6.

Регулировка установки лопаток поворотного контакта производится изменением длин рабочего плеча рычагов колонки с помощью имеющихся там эксцентричных пальцев.

После завершения регулировки главных ножей разъединителя устанавливаются: все заземляющие ножи; соединительные тяги заземляющих ножей; противовесы на соединительных тягах; приводные тяги и соединение с приводом.

Установленные заземляющие ножи с приводными соединительными тягами к ним регулируются на включение и отключение путем перемещения ножа и его основания или же перемещения заземляющего контакта на экранирующем кольце. Окончательное положение ножей фиксируется стопорными болтами.

Полностью собранный (рис. 21) и отрегулированный разъединитель опробуется от электропривода путем 3 — 5-кратного включения и отключения. Одновременно производится регулировка блок-контактов электропривода. После опробования всей системы все шарнирные соединения механизмов смазываются специальной консистентной смазкой ЦИАТИМ-201 с добавкой графита (10% по Массе). Контактные части разъединителя покрываются той же смазкой, но без графита.

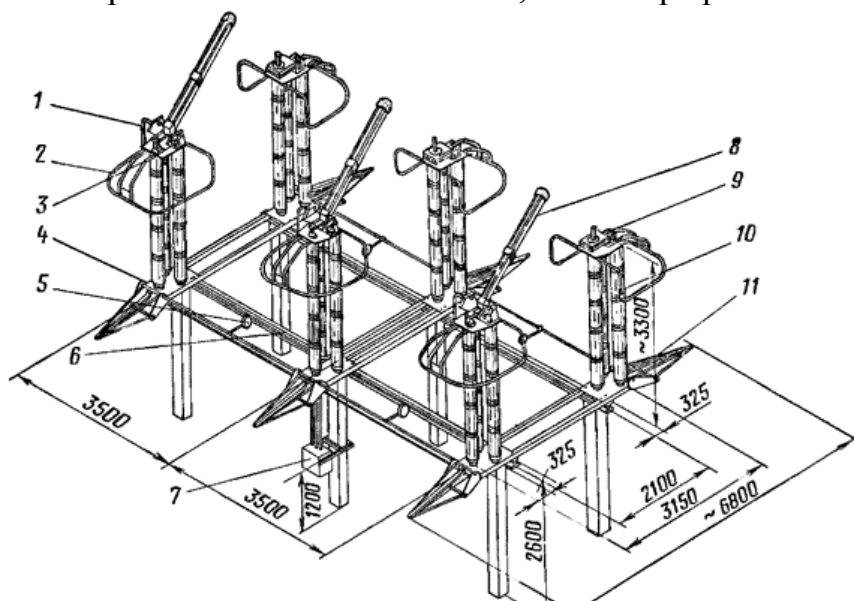


Рис. 21. — Разъединитель РОНЗ-220/2000 в сборе.

1 — головка с механизмом ножа; 2 — экран; 3 — противовес; 4 — цоколь полюса; 5 — противовес заземлителя; 6 — опорные изоляторы; 7 — привод; 8 — нож контактный; 9 — головка с механизмом контакта; 10 — изолятор; 11 — нож заземления.

Для подготовки аппарата к работе все изоляторы протираются смоченной в бензине тряпкой, после чего удаляются вспомогательные леса и подмости, а также убираются оставшиеся детали и мусор.

Монтаж разъединителей 110 кВ выполняется в том же порядке, что и для описанного выше разъединителя 220 кВ. Работы по монтажу разъединителей 110 кВ значительно упрощаются, так как они поступают на монтаж в более укомплектованном виде. В большинстве случаев на строительство приходят или упакованные в ящики отдельные готовые полюсы или же полюсы, у которых сняты верхние изоляторы вместе с рабочими ножами (разъединители типов РОНЗ и РЛНЗ).

В кратких чертах монтаж разъединителя 110 кВ типа РЛНД-2-100/1000 сводится к следующему:

а) подготовленные, как описано выше, полюсы разъединителя при помощи автокрана устанавливаются на тщательно выверенную опорную конструкцию. После установки всех трех полюсов производится выравнивание их по отвесу с последующим закреплением. В случаях необходимости под основания полюсов ставятся стальные прокладки.

После установки и закрепления полюсов производится их пробное включение для проверки зазоров между торцами полуножей, причем зазор не должен превышать 3 мм. Уменьшение зазора достигается установкой дополнительных прокладок (из кровельной стали) под изоляторами колонки;

б) выверенные полюсы соединяются тягами из газовых труб диаметром 25 мм, после чего их опробуют совместно. При этом оси полуножей должны заходить через среднее положение (на середине полюса) один за другой на 5 мм. Регулировка осуществляется изменением длины внутриволюсных тяг;

в) устанавливается и закрепляется привод, а также промежуточная передача, для чего служит изготовленная из газовой трубы соединительная тяга. Эта тяга приваривается к наконечникам вилок механизма;

г) изменением длины тяг регулируется правильность сборки всей системы передачи и работы привода. После регулировки и наладки механизма все шарнирные соединения смазываются смазкой ЦИАТИМ и выполняется несколько пробных включений и отключений.

Ввиду значительно меньшей массы деталей разъединителей 110 кВ для их монтажа могут быть использованы автокраны грузоподъемностью до 3 т или облегченные монтажные краны на 700 — 800 кг (с электроприводом).

Все остальные монтажные работы, а также подготовка разъединителя к сдаче в эксплуатацию аналогичны описанному выше.

В последнее время, учитывая наличие в большинстве монтажных предприятий хороших монтажно-заготовительных мастерских, а также достаточно оснащенных участков мастерских (на крупных объектах), следует рекомендовать внедрение индустриализации работ путем выполнения ревизии и укрупнительной сборки отдельных полюсов, приводов, систем управления централизованно в теплых закрытых помещениях. В этом случае работы в монтажной зоне сводятся к установке готовых блоков на фундамент и к последующей монтажной сборке с общей регулировкой системы управления разъединителем.

При этом методе трудозатраты на месте работ значительно сокращаются (до 50%).

Опорные изоляторы и шинные опоры для ОРУ

Это оборудование применяется для вспомогательного крепления проводов гибкой ошиновки и токоведущих частей аппаратов в виде одиночных или собранных в колонку изоляторов (рис. 23). Опорные изоляторы штыревого типа применяются преимущественно для районов с загрязненной атмосферой.

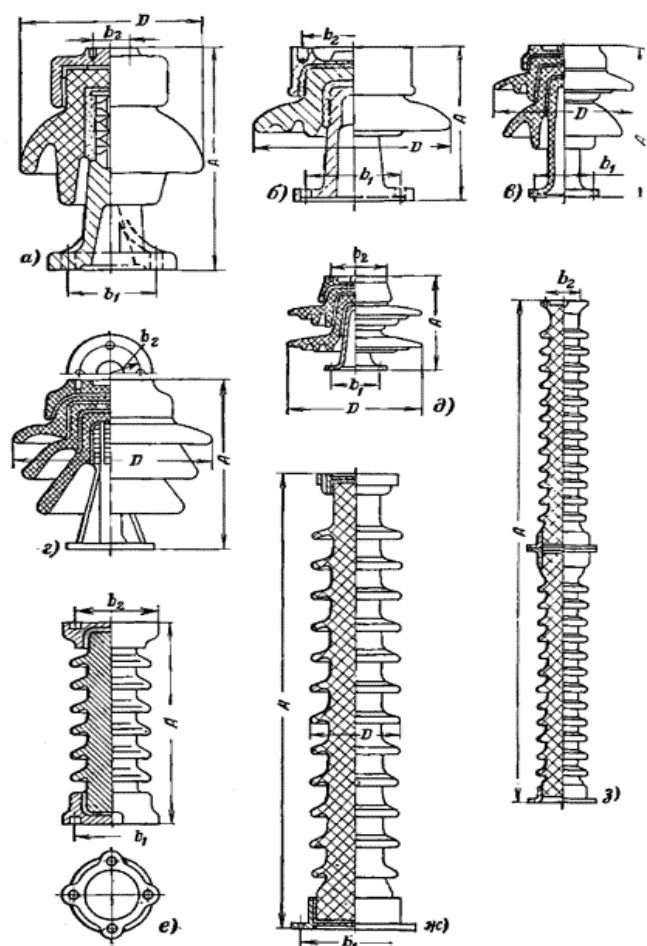


Рис. 23. – Опорные изоляторы наружной установки для ОРУ
Монтажные указания.

Перед установкой изоляторы тщательно осматриваются, имеющие сколы и трещины отбраковываются. Поврежденные швы армировки ремонтируются и закрашиваются влагостойкими лаками (глифталевый и др.). При сборке колонок зазоры между фланцами шпаклюются и закрашиваются масляной краской или эмалью. Крепежные болты, гайки и шайбу должны быть оцинкованы. Токоведущие шины крепятся к изоляторам шинодержателями, а провода — специальными зажимами. Нижние фланцы изоляторов или штыри должны быть заземлены.

Предварительная подготовка

До проведения лабораторной работы необходимо по соответствующим ссылкам просмотреть фильмы, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Фильмы для подготовки к проведению лабораторной работы

Название учебного фильма	Ссылка	Примечание
ОРУ монтаж	https://youtu.be/hQIC3tjlrvkk	часть 1
	https://youtu.be/IiM1lTMztVU	Часть 2
Учебный фильм	https://youtu.be/ACbgPhkQXmA	

по монтажу ОРУ		
Учебный фильм по установке КРУ	https://youtu.be/7Wd1ncGTdE4	
Монтаж КРУ выше 1000В	Техническое обслуживание распределительных устройств выше 1 кВ (youtube.com)	
КРУ монтаж ниже 1000В	https://youtu.be/2DlhCfPfw3Y?si=m3G2icRIJKOKbdCx	
КРУ вводное монтаж	http://www.youtube.com/watch?v=79zrPDDz9A8	

Методика и порядок выполнения работы

Предварительно до занятий самостоятельно просмотреть фильмы, представленные ссылками. Ознакомиться с теоретическим материалом по предлагаемой преподавателем ссылке. Ответить на контрольные вопросы и написать отчет о лабораторной работе. Изучить вопросы техники безопасности.

Содержание отчета и его форма

По результатам выполнения лабораторной работы студентами оформляется отчет, который должен содержать следующие разделы:

1. Титульный лист.
2. Постановку задач лабораторной работы.
3. Необходимые теоретические сведения для защиты лабораторной работы
4. Результат выполнения.
5. Ответы на контрольные вопросы
6. Выводы по работе

Отчет представляется в электронном виде индивидуально каждым студентом.

Контрольные вопросы и защита работы

Защита лабораторной работы проводится при наличии письменного отчета в форме опроса. Примерные вопросы к защите лабораторной работы.

Защита лабораторной работы проводится при наличии письменного отчета в форме опроса. Примерные вопросы к защите лабораторной работы.

Монтаж

1. Какие основные моменты необходимо учитывать при выборе места для установки комплектного распределительного устройства?
2. Какие инструменты и материалы необходимы для монтажа комплектного распределительного устройства?
3. В каком порядке необходимо проводить подключение электрических проводов к комплектному распределительному устройству?
4. Как правильно заземлить комплектное распределительное устройство?

5. Какие меры безопасности необходимо соблюдать при монтаже комплектного распределительного устройства?
6. Как проверить правильность подключения комплектного распределительного устройства после монтажа?
7. Какие сроки гарантийного обслуживания комплектных распределительных устройств?
8. Какие документы необходимо оформить после завершения монтажа комплектного распределительного устройства?
9. Как провести проверку допустимых нагрузок на комплектное распределительное устройство перед вводом в эксплуатацию?
10. Какие особенности монтажа комплектных распределительных устройств во влажных условиях?

Наладка

1. Какие этапы включает в себя процесс наладки комплектного распределительного устройства?
2. Как провести проверку работоспособности отдельных элементов комплектного распределительного устройства?
3. Как настроить параметры комплектного распределительного устройства в соответствии с требованиями заказчика?
4. Какие дополнительные испытания необходимо провести во время наладки комплектного распределительного устройства?
5. Как проверить синхронизацию комплектных распределительных устройств при необходимости их параллельной работы?
6. Какие документы подготовить после завершения процесса наладки комплектного распределительного устройства?
7. Как обеспечить безопасность при наладке комплектного распределительного устройства?
8. Как проверить корректность настройки комплектного распределительного устройства перед вводом в эксплуатацию?
9. Как обеспечить сохранность настроек комплектного распределительного устройства в случае аварии или сбоя в работе?
10. Как обучить персонал заказчика работе с комплектным распределительным устройством?

Испытания

1. Какие этапы включает в себя процесс приемо-сдаточных испытаний комплексного распределительного устройства?
2. Как проверить соответствие комплектного распределительного устройства техническим требованиям и нормативам?
3. Какие испытания необходимо провести для проверки работы аварийной сигнализации и защиты комплектного распределительного устройства?
4. Как проверить эффективность системы управления и контроля комплектного распределительного устройства?

5. Как провести проверку герметичности корпуса комплектного распределительного устройства?
6. Что такое комплексное распределительное устройство?
7. Какие основные функции выполняют комплексные распределительные устройства?
8. Какие виды испытаний проводятся для проверки работы комплексных распределительных устройств?
9. Какая основная цель проведения испытаний комплексных распределительных устройств?
10. Какие технические характеристики следует проверять в ходе испытаний комплексных распределительных устройств?
11. Что такое рубильник и зачем он нужен в комплексном распределительном устройстве?
12. Как проверить работу автоматических выключателей в комплексном распределительном устройстве?
13. Как обеспечить безопасность при проведении испытаний комплексных распределительных устройств?
14. Какие причины могут привести к неправильной работе комплексного распределительного устройства?
15. Какие документы должны быть оформлены после проведения испытаний комплексного распределительного устройства?

Ремонт

1. Какие основные причины поломок комплексных распределительных устройств?
2. Какие шаги следует предпринять при обнаружении неисправности в комплексном распределительном устройстве?
3. Какое оборудование и инструменты необходимы для выполнения ремонта комплексного распределительного устройства?
4. Как проверить эффективность проведенного ремонта комплексного распределительного устройства?
5. Какие элементы комплексного распределительного устройства могут быть подвержены износу и требовать замены?
6. Как обеспечить безопасность при проведении ремонта комплексного распределительного устройства?
7. Как определить стоимость ремонта комплексного распределительного устройства?
8. Какие меры профилактики помогут уменьшить риск поломок в комплексных распределительных устройствах?
9. Какие документы должны быть оформлены после выполнения ремонтных работ в комплексном распределительном устройстве?
10. Как подготовить комплексное распределительное устройство к эксплуатации после ремонта?

Виртуальная лабораторная работа №9
«МОНТАЖ, НАЛАДКА, ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ
И РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И ТРАНСФОРМАТОРОВ
НАПРЯЖЕНИЯ»

Цель и содержание работы

Целью работы является изучение условий монтажа силового трансформатора.

Теоретическое обоснование

На открытых распределительных устройствах 110 220 кВ устанавливаются высоковольтные измерительные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

Трансформаторы тока наружной установки (однофазные с масляным заполнением) предназначены для питания током измерительных приборов и аппаратов защиты и автоматики.

Технические данные трансформаторов тока приведены в табл. 1.

Таблица 1 – Технические данные трансформаторов тока

Тип аппарата	Номинальное, напряжение, кВ	Номинальный первичный ток, А	Масса, кг		Размеры, мм		
			общая	масла	Длина	Ширина	Высота
ТФНД-110М	110	50—800	420	100	624	660	1480
ТФНД-110М-II	110	750-2000	720	200	860	860	1685
ТФНД-150-1	150	600—1200	1165	500	860	860	2160
ТФНД-150	150	1000—2000	1165	500	860	860	2160
ТФНД-220-I	220	300—1200	2500	700	1080	1080	2840
ТФНД-220-IV	220	1500—2000	2600	700	1080	1080	2840

Условные обозначения: Т — трансформатор тока; Ф — фарфоровая изоляция; В— наружной установки; Д— для дифференциальной защиты; Р— для релейной защиты.

Трансформаторы напряжения типа НКФ (однофазные с масляной изоляцией) предназначены для питания цепей напряжения измерительных приборов и цепей релейных защит, сигнализации и автоматики. Технические данные измерительных трансформаторов тока НКФ даны в табл. 2.

Таблица – 2

Тип аппарата	Номинальное напряжение, кВ		Масса, кг	
	ВН	НН	общая	масла
НКФ-110	110: $\sqrt{3}$	0,1: $\sqrt{3}$ /0,1:3	587	155
НКФ-220	150: $\sqrt{3}$	0,1: $\sqrt{3}$ /0,1:3	1300	320
НКФ-220	220: $\sqrt{3}$	0,1: $\sqrt{3}$ /0,1:3	1300	320

Условные обозначения: Н—трансформатор напряжения; К—каскадный тип; Ф—фарфоровая изоляция.

Однофазные трансформаторы соединяются в трехфазную группу по схеме $Y/Y - 12$ с заземленной нейтралью первичной обмотки.

Трансформатор напряжения НКФ-110 представляет собой один блок (одна ступень каскада). Трансформаторы напряжения на 150 и 220 кВ состоят из двух блоков, последовательно соединенных в каскад.

Ниже приведена технология монтажа измерительных трансформаторов тока и напряжения.

А. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

Измерительные трансформаторы тока типа ТФНД-220 (рис. 1) поступают на монтаж полностью собранными и залитыми маслом. На время перевозки снимаются защитные кольца и заводская арматура для контрольных кабелей, которые прилагаются отдельно в том же упаковочном ящике.

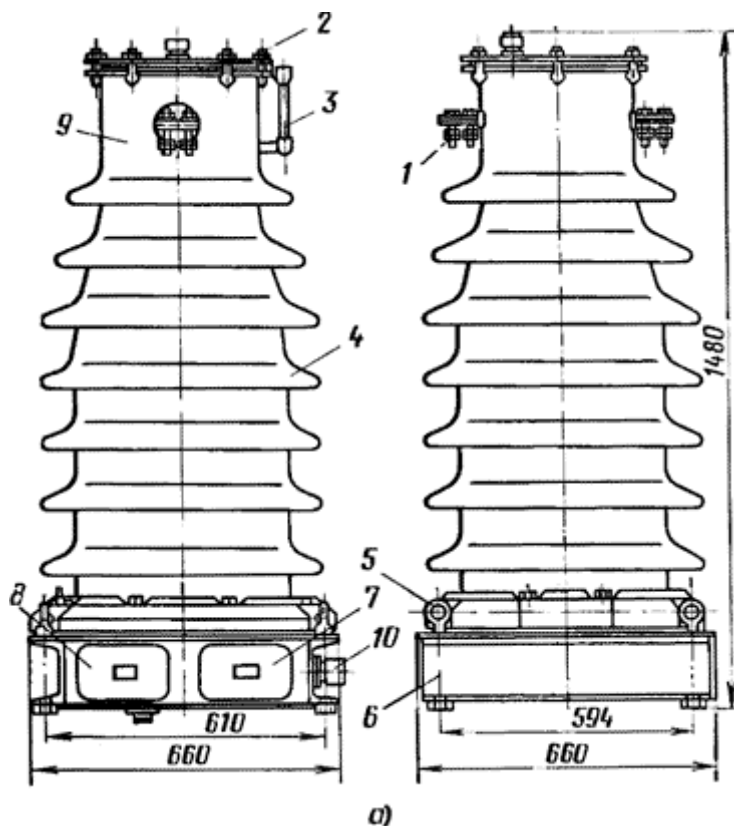


Рис. 1. – Измерительные трансформаторы тока типа ТФНД-110М.

1 — вывод; 2 — крышка; 3 — маслоуказатель; 4 — фарфоровая рубашка; 5 — подъемное кольцо; 6 — цоколь; 7 и 8 — коробки вторичных цепей; 9 — расширитель; 10 — спускной кран.

Масса ящика (одной фазы) ~3,5 т. Монтажные работы выполняются в следующем порядке:

доставка аппаратов в рабочую зону на автомашине или на салазках (стальной лист), разгрузка автокраном грузоподъемностью 5—7,5 т;

доставка вспомогательного оборудования (подмости, механизмы, инструменты);

очистка после распаковки металлических частей от пыли и грязи, протирка бензином фарфоровых рубашек изоляторов и открытых контактных частей;

проверка состояния и сохранности заводских пломб, фарфора и маслоуказательных стекол, а также контактных частей, уплотнителей и кожухов (экранов). При этом затяжка болтов и гаек всех креплений выполняется с максимальной осторожностью во избежание перекосов и поломок деталей, особенно фарфора; Устанавливают трансформаторы тока в соответствии с рисунком 2.

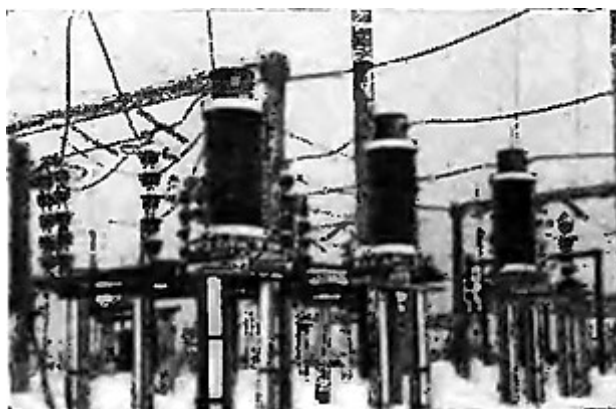


Рис. 2. – Установка трансформаторов тока типа ТФНЛ-220.

проверяется уровень масла в аппарате и при необходимости производится доливка сухим маслом (не ниже 45 кВ); работы с маслом могут выполняться только при температурах воздуха не менее $+5^{\circ}\text{C}$; в противном случае следует вести работу в закрытом помещении или палатке с подогревом тепловоздуховками, особенно при сырой погоде;

переключающее устройство первичной обмотки устанавливается в рабочее положение согласно заданному проекту току;

производится наладка аппарата: измерение сопротивления изоляции обмоток; снятие вольт-амперных характеристик;

автокраном грузоподъемностью 5—7 т, имеющим стрелу не менее 7,5 м, трансформаторы устанавливаются на опорные конструкции с помощью стальных стропов, пропущенных через рымы на цоколе аппарата;

после выверки положения аппарата по отвесу и уровню (с установкой под цоколь стальных прокладок) аппарат крепится четырьмя болтами М20;

корпус аппарата заземляется через специальный болт на цоколе;

к выводам трансформатора присоединяются шинные спуски, причем тяжение не должно превышать 1000 Н.

Установка трансформаторов тока типа ТФНД-220 показана на рис. 2.

Б. ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ

Трансформаторы напряжения типа НКФ-220 (рис. 3) поступают на монтаж в виде отдельных блоков, упакованных в ящики (массой до 0,7 т). Работы по монтажу осуществляются в следующем порядке: доставка на монтажную площадку отдельных блоков аппарата и монтажных

механизмов автомашиной и разгрузка с помощью автокрана; распаковка и очистка от пыли и грязи с протиркой фарфоровых рубашек аппарата бензином;

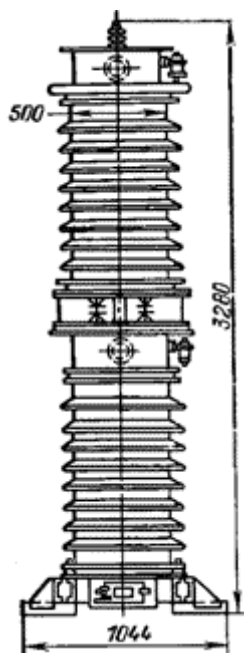


Рис. 3. – Трансформатор напряжения типа НКФ-220.

ревизия, проверка сохранности заводских пломб, маслоуказателей, исправности воздухоочистителей и уплотнителей, а также проверка целостности фарфоровых вводов ВН и НН и перемычек между блоками;

Проверка уровня и состояния масла с доливкой в случае необходимости сухим маслом с электрической прочностью не менее 45 кВ; отбор пробы масла производится через нижний кран при температурах воздуха не ниже $+5^{\circ}\text{C}$;

электрические измерения и испытания: проверка сопротивления изоляции обмоток ВН и НН, сопротивления

обмоток постоянному току, проверка коэффициента трансформации;

установка и монтажная сборка аппарата с предварительной выверкой по отвесу и уровню опорных конструкций; подъем автокраном грузоподъемностью 5 т (стрела не менее 12 м) блоков, начиная с нижнего, с выверкой путем подбивки стальных прокладок и последующим закреплением болтами;

монтаж (после окончания сборки) медных перемычек между выводами обмоток ВН с установкой защитных оградительных щитков;

заземление корпуса аппарата стальной полосой через специальный болт заземления на подставке нижнего блока.

Монтаж трансформатора напряжения НКФ- 110 производится аналогичным образом, причем может быть использован автокран грузоподъемностью 3 т.

Техника Безопасности

При производстве электромонтажных работ на открытых распределительных устройствах 110—220 кВ из-за повышенной опасности при перемещении тяжелых крупногабаритных грузов, работах на высоте и из-за других осложняющих условий вопросам техники безопасности должно уделяться особое внимание.

Все работы должны выполняться в строгом соответствии с действующими Строительными правилами и нормами «Техника безопасности в строительстве СНиП III-A. 11-70.

Особое внимание должно быть уделено следующим положениям:

Рабочие места, расположенные на высоте от 1 до 5 м над уровнем земли, считаются работами на высоте, а выше 5 м — работами верхолазными.

В обоих случаях работы должны выполняться с надежных площадок, подмостей, вышек, лесов, люлек и других устройств, имеющих обязательное ограждение высотой не менее 1 м, бортовую доску высотой не менее 15 см, а также промежуточный горизонтальный элемент.

Все подобные подсобные устройства должны быть инвентарными и иметь технический паспорт.

Использование для указанных выше целей случайных опор, как-то: ящиков, бочек, барабанов и др. — категорически запрещается.

Кроме того, обязательным является применение предохранительных поясов с карабинами, причем в случаях использования в качестве опоры частей конструкций или деталей аппаратов места крепления должны быть точно определены и отмечены в натуре красной краской. Перед началом работ руководитель обязан провести инструктаж рабочих по ПТБ для данного вида работ. При участии в процессе монтажа грузоподъемных средств рабочие должны быть обучены правилам строповки грузов.

Монтажное оборудование (краны, лебедки, тали, блоки, стропы) должны быть исправным и испытанным.

При наличии условий повышенной опасности (стесненность, сырость) должны применяться электрифицированные инструменты и приборы освещения с напряжением 12—36 В.

Соблюдение максимальной осторожности при работе грузоподъемных кранов вблизи от смонтированных ранее проводов ошиновки или установленных аппаратов.

Предосторожность при обработке трансформаторного масла — запрещение курения или разведения огня, установка ограждений с предупредительными плакатами.

Использование сжатого воздуха при испытаниях воздушных выключателей, а также проведения гидравлических испытаний фарфоровых изоляторов.

Подвеска и натяжка проводов ошиновки.

Сварочные работы специального характера (пропано-кислородная, аргонодуговая и пр.) и общие правила обращения со сжатыми и сжиженными

газами.

Надежное заземление корпусов монтируемых аппаратов ОРУ, монтажного оборудования и электрифицированных инструментов.

И. Полное прекращение работ на ОРУ в грозу и непогоду.

Кроме того, при выполнении монтажных работ на действующих установках из-за наличия поблизости напряжения, а также из-за возможности наведения напряжения вследствие индукции обязательным является выполнение «Правил техники безопасности при эксплуатации электрических станций и подстанций». Работы в этих случаях выполняются только по специальным нарядам.

Рабочие-электромонтажники, занятые на монтаже ОРУ 110—220 кВ, должны проходить периодически проверку знаний по ТБ с присвоением квалификационной группы.

Монтаж трансформаторов тока и напряжения

Измерительные трансформаторы подразделяют на трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

Перед монтажом трансформаторы напряжения подвергают осмотру и ревизии, когда поднимают активную часть и сушат обмотки.

При ревизии трансформатора с выемкой активной части проверяют состояние магнитопровода и обмоток в тех же объемах, что и у силовых трансформаторов.

Обнаруженные при ревизии неисправности устраняют, а снижение сопротивления изоляции вследствие ее увлажнения восстанавливают путем сушки активной части трансформатора напряжения.

Трансформаторы напряжения при монтаже устанавливают на металлической раме высотой 20 - 25 см, прикрепленной к полу камеры. Иногда трансформатор монтируют на угольниках, приваренных к закладным частям камеры или каркасу ячейки КРУ или КППТ. Для удобства ревизии или замены трансформатора передний опорный угольник конструкции должен быть обращен полкой вниз.

Поднимают и опускают (при монтаже и демонтаже) трансформатор за скобы, которые располагаются на его корпусе или крышке. Пробку для спуска масла и указатель уровня масла в трансформаторе следует обращать в сторону обслуживания.

Трансформаторы тока предназначены для питания токовых обмоток (последовательно включенных катушек) измерительных приборов и реле.

При монтаже подстанции в большинстве случаев применяют трансформаторы тока ТПОФ, ТПЛ (рис. 5-14), ТПОЛ, ТПФМУ, ТПФМ, данные которых приведены в справочниках и каталогах. Вторичную обмотку на трансформаторе при монтаже надежно изолируют от первичной, при этом вторичные обмотки, не присоединенные к приборам, замыкают накоротко и заземляют непосредственно на зажимах трансформатора тока.

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения измеряемого напряжения при его значении более 400 В до напряжения 100 В, необходимого для питания измерительных приборов, цепей автоматики,

сигнализации и релейной защиты от замыканий на землю. Их изготавливают двух видов: сухие — с естественным воздушным охлаждением и масляные — с масляным заполнением.

Перед монтажом в трансформаторах напряжения проверяют уровень масла, исправность маслоуказателя и наличие паспортной таблички, отсутствие повреждений бака, течь масла между баком и крышкой или из-под фланцев выводов. При совмещении питания цепей измерения, защиты и автоматики применяют трансформаторы напряжения НТМИ-б-66 и НТМИ-10-66.

При монтаже трансформаторов напряжения сначала устанавливают опорную конструкцию (если трансформатор не установлен непосредственно на бетонном полу); затем поднимают на рабочее место и устанавливают трансформатор и присоединяют заземление. Трансформатор устанавливают так, чтобы доступ к спускной пробке был со стороны коридора управления (расстояние от уровня пола до пробки должно быть не менее 200 мм) или предусматривают соответствующий приямок.

Перед монтажом трансформатора тока шаблонами размечают расположение отверстий и конструкций (плит, угольников и т. д.) в месте его установки, затем сверлят, отверстия необходимого диаметра и устанавливают конструкции.

Стальные плиты или угольники, на которых размещают проходные трансформаторы тока на 1000 А и более, разрезают и вновь соединяют планками из немагнитного металла с зазором в стыке плиты или угольника 1-2 мм во избежание появления в этих конструкциях замкнутых магнитных контуров и индуктированных токов.

Расстояние от головки (вывода) трансформатора тока до точки крепления подведенной шины на опорном изоляторе должно соответствовать данным проекта. Расстояние между заземленными корпусами проходных трансформаторов тока смежных фаз должно быть не менее 100 мм.

Токоведущие стержни и изоляторы трансформаторов тока не должны испытывать изгибающих усилий от присоединенных к их зажимам шин и проводов.

После установки трансформатор тока присоединяют к шинам распределительного устройства, а к его вторичной обмотке - провода вторичной цепи.

Вторичные обмотки, не присоединенные к приборам, должны быть замкнуты накоротко и заземлены непосредственно на зажимах трансформатора тока для избежание возникновения на вторичной обмотке напряжения опасной величины. Смонтированный трансформатор тока заземляют. Вторичную обмотку также заземляют с помощью гибкого медного провода, присоединенного к болту заземления на корпусе трансформатора

Этапы монтажа:

1. Подготовительные работы. Для начала необходимо подготовить место для установки трансформатора, обеспечить доступ к необходимым коммуникациям и проверить соответствие всех компонентов.

2. Установка трансформатора. Сначала необходимо установить трансформатор на подготовленное место с помощью крепежных деталей. Затем следует подключить все необходимые провода и кабели.

3. Проверка работоспособности. После установки трансформатора необходимо выполнить проверку его работоспособности с помощью специального оборудования.

Пред монтажные работы включают в себя проведение инженерных расчетов, выбор необходимого оборудования и подготовку технической документации.

Кто осуществляет монтаж

Персонал Потребителя по согласованию с энергоснабжающей организацией должен осуществлять установку и замену измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Производитель работ, выполняемых по наряду-допуску в электроустановках напряжением выше 1000 В, должен иметь группу IV по электробезопасности, а в электроустановках напряжением до 1000 В - группу III по электробезопасности.

Наладка

Испытания и проверки трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН):

- проверка прочности изоляции первичной и вторичной обмотки;
- измерение тангенса угла потерь;
- контроль величины сопротивления обмоток подачей повышенного напряжения;
- определение характеристик намагничивания;
- проверка коэффициента трансформации;
- проверка состояния прочности обмоток постоянному току;
- проверка пробивной прочности трансформаторного масла;
- соблюдение полярности обмоток.
- Для получения достоверных сведений при испытании измерительных трансформаторов необходимо соблюдать следующие условия:
 - температура окружающего воздуха должна быть не ниже +10 °С;
 - необходимо контролировать нагрев обмоток, чтобы он был больше температуры воздуха;
 - недопустимо наличие конденсата;
 - испытания разрешено проводить вместе с ошиновкой и присоединенными устройствами;
 - испытания проводят только на чистых устройствах.

Проводится в соответствии с рисунком 4.

Цель испытания измерительных трансформаторов

Испытания измерительных трансформаторов крайне важны, поскольку помогают проверить качество их сборки в производстве, установки, наладки

и запуска в эксплуатацию, а также убедиться, что ИТ (измерительных трансформаторов) функционирует согласно техническим характеристикам.

Для повышения эффективности производства и обеспечения высокого качества сборки и функционирования ИТ важно проводить измерения на протяжении всего жизненного цикла трансформаторов.

Для трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН) главной задачей считается выполнение контрольных испытаний и проверка изоляции первичной и вторичной обмоток вместе с железом сердечника.

Испытания изображены на рисунке 5.



Рисунок 4 – Проверка и наладка работы высоковольтных измерительных трансформаторов

Зачем испытывать измерительные трансформаторы



Рисунок 5 – Испытания измерительных трансформаторов

В процессе работы ИТ, на их состояние влияют несколько факторов, которые вызваны, по большей мере, ошибками в эксплуатации. Выявить причины сбоев в конструкции измерительного трансформатора и является

причина испытаний. Рассмотрим основные факторы, которые влияют на сбои в эксплуатации трансформатора.

Типовые причины сбоев в работе ИТ:

- Дефекты разработки. Чаще всего связаны с магнитным сердечником, системой изоляции или коэффициентом трансформации
- Дефекты производства. Обрывы цепи, короткое замыкание, пробой изоляции
- Работа не соответствует техническим характеристикам. Слишком низкая/высокая нагрузка, неправильные показатели тока/напряжения
- Электрические воздействия. Коммутационное или электрическое перенапряжение, ток КЗ
- Износ/старение/коррозия изоляции обмоток, короткого замыкания, электротехнической стали. Влага, кислоты, кислород, загрязнения, утечки

Испытания позволяют предупредить некоторые факторы, влияющие на состояние ИТ:

- В процессе производства Получение точных данных о состоянии и работе ИТ на определенных стадиях его изготовления позволяет избежать выпуска неточных или бракованных устройств и соответственно повысить эффективность производства.
- После изготовления определяют фактические характеристики работы ИТ согласно стандартам и получают эталонные показатели, с которыми можно будет сравнивать результаты последующих проверок.
- После транспортировки к месту установки или складирования Испытание ИТ после транспортировки позволяет убедиться, что устройству не нанесены механические повреждения и оно по-прежнему работает согласно техническим характеристикам.
- Во время монтажа и пусконаладки убедиться, что ИТ установлен надлежащим образом и работает в среде эксплуатации согласно техническим характеристикам.
- В процессе профилактических испытаний. Регулярная диагностика состояния ИТ позволяет избежать поломок, аварий и длительных простоев оборудования.

Особенности применения повышенного напряжения для испытаний ТН

- Испытания повышенным напряжением на 50Гц выполняют для ТН с изолированными выводами подачей Уном.
- Испытания для ТН с выводами с фарфоровым изолятором длятся одну минуту.
- Для ТН с изоляторами из органики продолжается 5 мин.
- Для вторичной обмотки приложенное напряжение используемое и для контролируемых цепей управления и измерения равно 1кВ, действует в течение 1 мин;
- Для 3-х фазных ТН обязательно проверять правильность группы соединения обмоток;
- Измерение тока и потерь ХХ

Ремонт измерительных трансформаторов

Текущий ремонт измерительных трансформаторов начинают с очистки их от пыли и грязи, затем осматривают фарфоровую, эпоксидную или другую изоляцию, проверяют надежность их крепления к конструкции, объем масла в баке и отсутствие течи в уплотнениях и сварных швах. Чтобы устранить течь масла, подтягивают скрепляющие болты. Если это не помогает, ставят новую прокладку из маслостойкой резины. Если масло протекает через сварные швы, трансформатор заменяют новым.

Проверяют надежность соединения трансформатора с контуром заземления, контактные соединения внешних проводов с трансформатором, соединения вторичных обмоток с «землей». При ремонте разборных трансформаторов тока проверяют отсутствие ржавчины на торцах магнитопровода. Для этого отсоединяют проводники, откручивают гайки скрепляющих болтов и разнимают половинки трансформатора. Ржавчину снимают шкуркой, половинки скрепляют болтами, стараясь, чтобы между ними не было воздушного зазора и кабель располагался в центре окна трансформатора.

В трансформаторах измеряют сопротивление изоляции, первичной обмотки — мегаомметром на 2,5 кВ, вторичной — на 1 кВ. Сопротивление изоляции не нормируется, однако для вторичных обмоток трансформатора тока сопротивление, равное 50 — 100 Мом, считается достаточным. Если сопротивление изоляции обмоток менее указанной величины, трансформатор снимают и сушат.

При капитальном ремонте трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН) испытывают повышенным напряжением. При замене трансформаторов в ходе ремонта проводят испытания, проверяют целостность их обмоток, а также группы соединения трехфазных и полярность однофазных трансформаторов. Как известно, направление тока в обмотке амперметра переменного тока не оказывает влияния на точность его работы (при любом способе подключения амперметра к ТТ он будет давать правильные показания). В таких же приборах, как ваттметры, счетчики электроэнергии, а также многие устройства релейной защиты, направление тока имеет большое значение. Поэтому обмотки ТТ имеют специальную маркировку, позволяющую правильно подключать его в первичную цепь высокого напряжения и во вторичную измерительную цепь. Так, начало и конец первичной обмотки маркируются соответственно Л1 и Л2 (линия), а начало и конец вторичной обмотки — И1 и И2 (измерительная цепь тока). Выводы ТН маркируют следующим образом: начало и конец первичной обмотки обозначают соответственно А и Х, а начало и конец вторичной обмотки — а и х.

Технология ремонта трансформатора напряжения, правила разборки магнитопровода, снятие и ремонт катушек, выполнение намоточных работ при изготовлении катушек, ремонт пластин магнитопровода и т. п. очень сходны с подобными работами силового трансформатора. На все время ремонта или монтажа первичные и вторичные обмотки трансформаторов напряжения в целях безопасности должны быть закорочены, так как

случайные соприкосновения с временными проводками, предназначенными для освещения, сварки и измерений, могут вызвать обратную трансформацию и напряжение, опасное для людей.

Предварительная подготовка

До проведения лабораторной работы необходимо по соответствующим ссылкам просмотреть фильмы, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Фильмы для подготовки к проведению лабораторной работы

<i>Название учебного фильма</i>	<i>Ссылка</i>	<i>Примечание</i>
Монтаж трансформаторов тока	https://www.youtube.com/watch?v=IUIDbluwfxE	
Трансформаторы напряжения	https://www.youtube.com/watch?v=VgpxuvONs4Q	

Методика и порядок выполнения работы

Предварительно до занятий самостоятельно просмотреть фильмы, представленные ссылками. Ознакомиться с теоретическим материалом по предлагаемой преподавателем ссылке. Ответить на контрольные вопросы и написать отчет о лабораторной работе. Изучить вопросы техники безопасности.

Содержание отчета и его форма.

По результатам выполнения лабораторной работы студентами оформляется отчет, который должен содержать следующие разделы:

1. Титульный лист.
2. Постановку задач лабораторной работы.
3. Необходимые теоретические сведения для защиты лабораторной работы
4. Результат выполнения.
5. Ответы на контрольные вопросы
6. Выводы по работе

Отчет представляется в электронном виде индивидуально каждым студентом.

Контрольные вопросы и защита работы

Защита лабораторной работы проводится при наличии письменного отчета в форме опроса. Примерные вопросы к защите лабораторной работы.

Монтаж

7. Какова технологическая последовательность выполнения работ при монтаже трансформаторов тока и трансформаторов напряжения?
8. Как расшифровать марку трансформатора тока ТФЗМ-35А-У1?
9. Как правильно выбрать место для установки трансформатора тока?
10. Какие меры безопасности нужно соблюдать при монтаже трансформатора тока и напряжения?
11. Каким образом проводится заземление при монтаже трансформаторов?
12. Какие материалы и инструменты необходимы для монтажа трансформаторов?
13. Как происходит подключение трансформаторов к цепи электроснабжения?
14. Какие дополнительные меры следует предпринимать для обеспечения надежности монтажа трансформаторов?
15. Как проверить правильность установки и подключения трансформаторов после монтажа?
16. Какие технические документы необходимо составить после монтажа трансформаторов?

Наладка

8. Какие этапы проходит процесс наладки трансформаторов тока и напряжения?
9. Как выполнить проверку электрической схемы перед началом наладки?
10. Как проверить корректность работы трансформаторов после наладки?
11. Какие испытания проводятся во время наладки трансформаторов?
12. Как настроить трансформаторы для точного измерения тока и напряжения?
13. Какие проблемы могут возникнуть при наладке трансформаторов и как их решить?
14. Как проверить работоспособность защитных устройств трансформаторов?
15. Какие нюансы следует учитывать при наладке трансформаторов в сложных условиях?
16. Каковы основные критерии успешной наладки трансформаторов тока и напряжения?
17. Какие документы необходимо оформить после завершения наладки трансформаторов?

Испытания

11. Какие методы испытания используются для проверки трансформаторов тока?
12. Какое значение должен иметь ток нагрузки для испытания трансформатора тока?

13. Что такое коэффициент трансформации и как он проверяется в процессе испытания трансформатора тока?

14. Какие виды изоляционных испытаний применяются для проверки трансформаторов напряжения?

15. Какой метод используется для проверки изоляции обмоток трансформатора напряжения?

16. Как проверить работоспособность изоляции на трансформаторе напряжения при помощи мегаомметра?

17. Какие параметры должны быть измерены при испытании трансформатора напряжения?

18. Какие виды испытаний применяются для проверки герметичности трансформатора напряжения?

19. Какие стандарты и нормы регулируют испытания трансформаторов тока и напряжения?

20. Какие оборудование и приборы используются для проведения испытаний трансформаторов тока и напряжения?

21. Как проверить соответствие характеристик трансформатора тока и напряжения его паспортным данным?

22. Как проверяется работоспособность трансформатора напряжения на короткое замыкание?

23. Как проверяется тепловая стойкость трансформаторов тока и напряжения?

24. Как проверяется правильность установки фаз на трансформаторе напряжения?

25. Как определить утечку тока на трансформаторе напряжения при помощи испытания?

26. Как проверить работоспособность защиты от короткого замыкания на трансформаторе тока?

27. Как проверить работоспособность защиты от перегрузки на трансформаторе напряжения?

28. Как проверить стойкость трансформатора к перегрузке в процессе испытания?

29. Как провести проверку трансформатора напряжения на наличие механических повреждений?

30. Как проверить рабочую частоту трансформатора напряжения в процессе испытания?

Ремонт

11. Какие признаки говорят о необходимости ремонта трансформаторов тока и напряжения?

12. Каковы основные этапы ремонта трансформаторов?

13. Каковы основные причины выхода из строя трансформаторов?

14. Как выбрать подходящие запчасти для ремонта трансформаторов?

15. Какие технологии используются при ремонте трансформаторов тока и напряжения?

16. Как проверить качество проведенного ремонта трансформаторов?
17. Какие меры предосторожности следует учитывать при ремонте трансформаторов?
18. Как долго может продлиться процесс ремонта трансформатора?
19. Каковы основные требования к специалистам, занимающимся ремонтом трансформаторов?
20. Какие документы и отчеты необходимо составить после завершения ремонта трансформаторов?

Список рекомендуемой литературы

1. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ПОТ Р М-016-2001.-М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2002.
2. Правила безопасности при строительстве линии электропередачи и производстве электромонтажных работ. РД 153-34.3-03.285-2002.-М.:изд-во НЦ ЭНАС, 2002. - 104 с. 36.
3. Правила устройства электроустановок: 7-е издание переработанное и дополненное, с изменениями. – М.: Главгосэнергонадзор России 1998 . – 608 с.
4. Практикум по технологии монтажа и ремонта электрооборудования: Учеб. пособие для вузов/ П. Д. Ирха. В. А. Буторин, В. Д. Девятков и др. Под ред. А.А. Пястолова. - М.: Агропромиздат, 1990 . - 160 с.: ил.
5. Пястолов А. А. и др. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования/А. А. Пястолов, А. А. Мешков, А. Л. Вахрамеев. - М.: Колос, 1981. – 335 с.: ил.– (Учебники и учеб, пособия для высш. с.-х. учеб, заведений).
6. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Технология электромонтажных работ.-М.: Высшая школа, 2002. - 301 с. 7. Соколов Б. А., Соколова Н. Б. Монтаж электрических установок. – 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1991.- 592 с.: ил.
7. Справочник инженера-электрика сельскохозяйственного производства/ Учебное пособие.-М.: Информагротех, 1999. - 536 с.
8. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др.- М: Энергоатомиздат, 1991.- 464 с.: ил.– (Электроустановки промышленных предприятий / Под общ. ред. Ю. Н. Тищенко и др.).
9. Соколов Б. А., Соколова Н. Б. Монтаж электрических установок. – 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1991.- 592 с.: ил.
10. Коломиец, Н. В. Режимы работы и эксплуатация электрооборудования электрических станций / Н.В. Коломиец ; Н.Р. Пономарчук ; Г.А. Елгина. - Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2015. - 72 с.
11. Русина, А. Г. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем : Учебник / Русина А. Г. - Новосибирск :

21. Коломиец, Н. В. Режимы работы и эксплуатация электрооборудования электрических станций / Н.В. Коломиец ; Н.Р. Пономарчук ; Г.А. Елгина. - Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2015. - 72 с.

22. Русина, А. Г. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем : Учебник / Русина А. Г. - Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2014. - 400 с. - Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. - ISBN 978-5-7782-2463-6

23. Попов, Е. В. Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин : Конспект лекций / Попов Е. В. - Москва : Московская государственная академия водного транспорта, 2007. - 98 с. - Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks., экземпляров неограничено

24. Справочник по ремонту и техническому обслуживанию электрических сетей / под ред. К. М. Антипова, И. Е. Бандуилова. - М. : Энергоатомиздат, 1987. - 560 с., экземпляров 4

25. Мандрыкин, С. А. Эксплуатация и ремонт электрооборудования электрических станций и сетей : учебник / С. А. Мандрыкин, А. А. Филатов. - М. : Энергия, 1975. - 416 с. : ил. - Мин-во энергетики и электрификации СССР. - Алф. указ.: с. 410, экземпляров 1

26. Акимова, Н. А. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования : учеб. пособие / Н. А. Акимова, Н. Ф. Котеленец, Н. И. Сентюрихин ; под ред. Н. Ф. Котеленца. - 5-е изд., перераб. и доп. - М. : Академия, 2008. 2.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ СТУДЕНТОВ ПО
ОРГАНИЗАЦИИ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ПО
ДИСЦИПЛИНЕ

««Электромонтаж, наладка и ремонт электрооборудования»»

Ставрополь,
2026

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

Общая характеристика самостоятельной работы студента при изучении дисциплины

Методические рекомендации по изучению теоретического материала

Методические указания по подготовке к семинарским (практическим) занятиям

Методические указания по подготовке к экзамену (зачету)

Список рекомендуемой литературы

Введение

Самостоятельная работа является внеаудиторной и предназначена для самостоятельного изучения определенных тем дисциплины по материалам, рекомендованным преподавателем, а также в порядке подготовки к практическим занятиям.

Для достижения этой цели в процессе изучения дисциплины решаются следующие задачи: ознакомление студентов с общими вопросами оценки экономичности электрических сетей, информационным обеспечением задач расчета потерь электроэнергии; освоение студентами классификации и современных методов расчета и снижения потерь электроэнергии в сетях ЭЭС; обучение студентов навыкам разработки мероприятий по снижению потерь электроэнергии и расчету их технико-экономической эффективности.

Содержание внеаудиторной самостоятельной работы определяется в соответствии с рекомендуемыми видами заданий согласно примерной программы учебной дисциплины.

Перед выполнением студентами внеаудиторной самостоятельной работы преподаватель проводит инструктаж по выполнению задания, который включает цель задания, его содержание, сроки выполнения, ориентировочный объем работы, основные требования к результатам работы, критерии оценки. В процессе инструктажа преподаватель предупреждает студентов о возможных типичных ошибках, встречающихся при выполнении задания. Инструктаж проводится преподавателем за счет объема времени, отведенного на изучение дисциплины.

Самостоятельная работа может осуществляться индивидуально или группами студентов в зависимости от цели, объема, конкретной тематики самостоятельной работы, уровня сложности уровня умений обучающихся.

В процессе изучения дисциплины студент должен выполнить контрольную работу.

Контрольная работа формируется из многовариантных заданий по темам дисциплины.

Целью выполнения контрольной работы является закрепление теоретических знаний по дисциплине, практическое применение знаний.

Варианты задания выдаются индивидуально.

Перед решением, необходимо изучить теоретический материал по заданной теме.

Целями выполнения контрольной работы является получение практических навыков, необходимых для решения изучаемых задач.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТА ПРИ ИЗУЧЕНИИ ДИСЦИПЛИНЫ

Основная задача высшего образования заключается в формировании творческой личности специалиста, способного к саморазвитию, самообразованию, инновационной деятельности. Решение этой задачи вряд ли возможно только путем передачи знаний в готовом виде от преподавателя к студенту. Для решения этой задачи в учебные планы всех специальностей включена самостоятельная работа, составляющая 50% учебного времени студента.

В широком смысле под самостоятельной работой студентов следует понимать совокупность всей самостоятельной деятельности студентов как в учебной аудитории, так и вне ее, в контакте с преподавателем и в его отсутствие.

В учебном процессе выделяют два вида самостоятельной работы:

- аудиторная;
- внеаудиторная.

Аудиторная самостоятельная работа по дисциплине выполняется на учебных занятиях под непосредственным руководством преподавателя и по его заданию.

Внеаудиторная самостоятельная работа выполняется студентом по заданию преподавателя, но без его непосредственного участия.

Содержание внеаудиторной самостоятельной определяется в соответствии с рекомендуемыми видами заданий согласно примерной и рабочей программ учебной дисциплины. Видами заданий для внеаудиторной самостоятельной работы являются:

- для овладения знаниями: чтение текста (учебника, первоисточника, дополнительной литературы), составление плана текста, графическое изображение структуры текста, конспектирование текста, выписки из текста, работа со словарями и справочниками, ознакомление с нормативными

документами, учебно-исследовательская работа, использование аудио- и видеозаписей, компьютерной техники и Интернета и др.

- для закрепления и систематизации знаний: работа с конспектом лекции, обработка текста, повторная работа над учебным материалом (учебника, первоисточника, дополнительной литературы, аудио и видеозаписей, составление плана, составление таблиц для систематизации учебного материала, ответ на контрольные вопросы, заполнение рабочей тетради, аналитическая обработка текста (аннотирование, рецензирование, реферирование, конспект-анализ и др), подготовка мультимедиа сообщений/докладов к выступлению на семинаре (конференции), подготовка реферата, составление библиографии, тематических кроссвордов, тестирование и др.

- для формирования умений: решение задач и упражнений по образцу, решение вариативных задач, выполнение чертежей, схем, выполнение расчетов (графических работ), решение ситуационных (профессиональных) задач, подготовка к деловым играм, проектирование и моделирование разных видов и компонентов профессиональной деятельности, опытно экспериментальная работа, рефлексивный анализ профессиональных умений с использованием аудио- и видеотехники и др.

Самостоятельная работа может осуществляться индивидуально или группами студентов в зависимости от цели, объема, конкретной тематики самостоятельной работы, уровня сложности, уровня умений студентов. Контроль результатов внеаудиторной самостоятельной работы студентов может осуществляться в пределах времени, отведенного на обязательные учебные занятия по дисциплине и внеаудиторную самостоятельную работу студентов по дисциплине, может проходить в письменной, устной или смешанной форме.

Следует с первых дней обучения в вузе приучать себя к целесообразному распределению занятий по месяцам и неделям семестра.

При этом очень важна равномерная работа как основное условие успешных занятий в вузе.

Высшей ступенью обучения является приобретение навыков самостоятельной творческой работы, а творческому применению знаний нужно учиться параллельно с их приобретением.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИЗУЧЕНИЮ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА

Большая часть самостоятельной работы студента состоит в **изучении литературы**. Одна из задач студента – научиться самостоятельно работать с книгой, а это требует определенных затрат энергии и времени. Поэтому надо научиться делать эту работу рационально, то есть необходимо учиться читать.

Как работать с учебной и научной книгой

Методы эффективной работы с книгой в целях развития интеллекта можно условно разделить на две группы:

1. Правильная организация процесса чтения
2. Повышение скорости чтения и восприятия.

В комплексе оба метода могут в 2-3 раза сократить время прочтения различных материалов.

При чтении текста мозг формирует «свою трактовку содержания» прочитанного. Происходит перекодирование сообщения на языке собственных мыслей читателя. Мозг выделяет «ядерное», сущностное значение из текста. Эффективность такой перекодировки зависит от осмысления и внимательности чтения.

Как показали эксперименты, знание и умелое применение некоторых упражнений дают возможность извлекать «ядерное» значение в тексте быстро и надежно. Эти упражнения основаны на использовании дифференциального алгоритма чтения. Центральное место в этом алгоритме занимает «блок доминанта». Это слово в переводе с латинского языка означает «господствующий, основной, главный». Что же такое доминанта применительно к тексту?

Доминанта – главная смысловая часть текста. Она выражается своими словами, на языке собственных мыслей, является результатом переработки текста, его осмысления в соответствии с индивидуальными особенностями читателя, выявления основного замысла автора.

Дифференциальный алгоритм чтения в соответствии с блоками позволяет реализовать логико-семантический анализ текста: вначале выделить ключевые слова, затем построить смысловые ряды и, наконец, выделив цепь знаний, сформулировать доминанту. Именно так и только так (по О.А. Андрееву) можно увидеть главное, действительно, проникнуть в суть вещей, явлений, излагаемых автором.

Возможны три основных способа чтения.

- Первый способ – артикуляция или проговаривание вслух (или почти вслух) того, что читаешь. Скорость такого чтения невелика.
- Второй способ – чтение про себя, при котором речевой процесс проявлен в форме внутренней речи, то есть без открытой артикуляции. Текст, при этом усваивается более эффективно. Способ в принципе допускает быстрое чтение.
- Третий, наиболее совершенный способ чтения – тоже молча, но в условиях максимального сжатия внутренней речи, при котором она проявляется в виде коротких залпов ключевых слов и смысловых рядов, адекватно отражающих смысл текста.

Итак, артикуляция замедляет процесс чтения и от нее необходимо избавиться. Однако не приведет ли сокращение артикуляции при повышении скорости чтения к снижению качества восприятия и осмысления полученной информации?

Как показали исследования психологов, иногда при чтении слова могут быть заменены наглядными представлениями, пространственными схемами. Целые группы слов – одним словом.

Быстро читающие люди обладают способностью, не проговаривая читаемый текст, сразу улавливать и фиксировать замысел автора, а затем усваивать его на уровне внутренней речи. В этом случае, несмотря на высокую скорость чтения, происходит глубокое понимание и усвоение прочитанного, так как основная идея понятна с самого начала. Задачу научиться такому чтению можно решать в два этапа. Первый предполагает

сокращение артикуляции, если она ярко выражена, второй – овладение приемами чтения, при которых текст воспринимается крупными информационными блоками.

Перед углубленным чтением любого текста (статьи, книги, конспекта, лекции перед экзаменом) сначала бегло просмотрите его целиком. При этом постарайтесь выявить основные стержневые идеи, наиболее крупные части и логику их изложения. Лишь после такого просмотра переходите к более детальному чтению.

Перед чтением статьи или параграфа учебника попробуйте проделать следующее: прочитайте внимательно первый абзац, потом бегло просмотрите первые или последние фразы следующих абзацев (в них обычно содержится основная информация), обратите внимание на курсивы, разрядки, подзаголовочный текст и, наконец, внимательно прочтите один-два последних абзаца; постарайтесь выявить основное направление текста и его построение.

Прочитав в тексте интересную идею, полезно остановить свое внимание на ней, прислушаться к тем мыслям, которые она у вас вызвала, подумать о тех последствиях, которые из нее вытекают, попытаться развивать ее дальше.

Существенно замедляют чтение регрессии – частые возвратные движения глаз, многократное повторное прочитывание материала. Возвратиться к уже прочитанному, но недостаточно хорошо понятому участку лучше всего, когда прочитан законченный смысловой фрагмент текста и сделана хотя бы попытка его осмысления, а не в процессе чтения предложения.

Любой текст не однороден по своей информационной насыщенности. В некоторых предложениях, абзацах сконцентрировано очень много информации, например, формулируются основные положения, ведущие идеи и т.д., а другие служат лишь иллюстрацией, фоном. Таким образом, текст имеет «смысловой рельеф». Чем точнее читатель умеет определить степень

важности каждого отрезка текста и приспособить к «смысловому барьеру» способ своего чтения (то есть замедлить и углубить в более важных местах и ускорять в менее важных), тем продуктивнее чтение. Постарайтесь гибко варьировать способ работы с текстом в соответствии с его «смысловым барьером».

Чтобы чтение было эффективным, попробуйте по прочитанному всегда отвечать на 6 вопросов: *«Кто делает? Что делает? Когда? Почему? Где? Как?»*

Формы ведения записей

Самостоятельная работа с книгой может быть успешной, если текст не только прочитан, но и законспектирован. Существует несколько **форм записей**, но любая форма записи не даст нужного результата, если не будет пробуждать мысли того, кто ее ведет, если отсутствует активная работа ума и формирование своих выводов из прочитанного.

Выбор формы записи зависит от индивидуальных особенностей человека, его образованности и опыта. При этом не меньшую роль играет назначение записей, то есть то, какие задачи ставит перед собой человек (для самообразования, для выступления на семинаре, для использования в будущем).

Введение записей мобилизует наряду со зрительной памятью, также и моторную память. Кроме того, у человека, систематически ведущего записи изучаемой литературы, создается свой фонд материалов для быстрого повторения и мобилизации накопленных знаний.

Все записи должны быть убористыми и компактными. Интервалы между строками должны быть достаточными, чтобы вписывать дополнения. Рекомендуется вести записи ручкой, а карандашом или ручкой другого цвета пользоваться для отметок и выделений при последующей работе. Полезно также датировать записи.

Записи могут носить различный характер: план, выписки, тезисы, аннотирование, конспектирование, реферирование.

1. План - наиболее краткая формой записи. Это перечень вопросов, рассматриваемых в книге или статье. План обычно раскрывает структуру произведения, логику автора, способствует лучшей ориентации в содержании.

Так, составленным планом можно воспользоваться, чтобы вспомнить прочитанное или быстро отыскать в книге нужное место. Представление об основных пунктах плана дает оглавление книги, поэтому во многих случаях наименования глав и разделов можно использовать в качестве пунктов. Составление плана приучает логически мыслить, вырабатывать умение сжато и последовательно излагать суть вопроса в письменной и устной форме.

Существует два способа составления плана: работа над ним по ходу чтения и составление плана после ознакомления с произведением. При этом план получается более последовательным и стройным.

Трудность составления плана состоит в том, что надо выяснить для себя, прежде всего, построение изучаемого текста, ход мыслей автора и лишь затем изложить содержание работы кратко и ясно. При всей своей краткости план дает представление о содержании прочитанного. Следует учесть, что форма плана не исключает цитирования отдельных мет и обобщений. Различают простой и развернутый план. В отличие от простого плана развернутый план не только содержит перечисление вопросов, но и раскрывает основные идей произведения, может включать выдержки из него, схемы, таблицы. Планом, особенно развернутым, необходимо пользоваться при написании выступления или статьи.

В целом развернутый план дает гораздо большее представление о произведении, его основных идеях, задачах, которые в нем решаются. Он может включать положения, замечания, собственные мысли студента.

Важно знать, что составление планов помогает вырабатывать способность к отвлеченному, абстрактному мышлению, но наибольшую пользу составление плана даст подготовленным лицам, которые бывают

достаточно лишь взглянуть на перечень основных вопросов, чтобы воспроизвести содержание прочитанного.

2. Тезисы – более сложная и совершенная форма записи, чем составление плана.

Это сжатое изложение основных мыслей прочитанного произведения или подготовляемого вступления. Особенностью тезисов является их утвердительный характер.

В них сосредотачивается самое главное, только выводы и обобщения, в них меньше доказательств, иллюстрации и пояснений. Тезисы не должны повторять дословно текст, но в ряде мест могут быть близки к нему, воспроизводя некоторые характерные выражения автора, важные для понимания хода его мыслей. Составление тезисов помогает глубже понять основные идеи произведения, выделить главное в нем; приучают сжато, точно и четко сформулировать свои мысли, повышает культуру речи и письма. При составлении тезисов учитывают следующее. Прежде всего, если произведение небольшое, необходимо внимательно изучать его в целом, если большое – изучать по главам и разделам. Затем, когда будут ясны основные идеи, кратко и последовательно излагать их в виде пунктов.

Различают простые и сложные, развернутые тезисы. Если записывают только утверждение чего – либо, такой тезис называют простым, а сложным тезисом будет выражение главной мысли, содержащее, кроме утверждения, еще и краткое ее доказательство.

Часто тезисы формулируются самим автором как выводы и обобщения в заключении книги или разделах книги. Нередко тезисы выделяются в тексте другим шрифтом.

Рекомендуется делать тезисные записи своими словами, причем можно записывать один абзац за другим, учитывая смысловую связь между ними. Но в большинстве случаев следует составлять сводный тезис, сложный по форме. При этом объединяется несколько утверждений, тесно связанных между собой.

Тезисы по содержанию очень близки к **конспекту**, но конспект носит более описательный характер, и его положения не столь категоричны, как в тезисах. Кроме того, конспект представляет собой более полную форму записи.

Следует отметить, что различие между формами записей условно, но в любой форме запись – важнейшая часть самостоятельной работы с книгой.

3. Выписки. Это записи текста из книги: теоретических положений, статистических данных, имеющих по мнению читателя важное значение.

Достоинство выписок состоит в точности воспроизведения текста книги, удобстве пользования записями при последующей работе, в накоплении обобщений и фактического материала. Выписки полезны для повторения, освежения в памяти прочитанного, для быстрой мобилизации своих знаний, когда необходимо в короткий срок вспомнить материал. Выписки выделяют из текста самое главное и тем самым помогают глубже понять его. Без них трудно обойтись при подготовке доклада, реферата, выступления. Выписки следует рассматривать как составную часть тезисов и конспектов.

Выписывать текст можно и по ходу чтения и после его завершения. В последнем случае надо замечать места, которые потом будут выписаны. Необходимо каждую выписку снабжать ссылкой на источник с указанием соответствующей страницы. Это нужно, чтобы в последствии можно было быстро найти в книге соответствующее место. Целесообразно выписывать из текста только такие места, в которых содержится самое главное, суть вопроса. Выписки должны быть ориентированы на изучение произведения в целом, а не отдельных мест, поскольку положения, вырванные из общего контакта, понимаются нередко совсем не так, как этого хотел автор. Иначе говоря, отдельно взятые, лишенные пояснений выдержки могут быть не поняты или поняты неправильно.

Выписки бывают дословные (цитаты) и «свободные», когда мысли автора излагаются своими словами. Следует учесть, что большие отрывки,

которые трудно цитировать, целесообразнее в краткой форме переложить своими словами, но «яркие» и важные места лучше выписывать дословно. Каждую цитату следует заключать в кавычки. Если ее берут из середины предложения, то после вводных кавычек ставят три точки. Ставят их и в конце цитаты, если из предложения опущены последние слова.

Следует знать, что какого-либо единого метода выписок, годного для всех случаев, не существует, поскольку у каждого человека свои особенности мышления и восприятия, свой подход к теме. Все это влияет на содержание и характер выписок.

Выписки рекомендуется хранить в картотеке, конвертах или папках, на которых следует обозначить общую тему.

4. Аннотация – еще одна форма записи, являющаяся кратким обобщением содержания книги. Ею удобно пользоваться, если имеется намерение вернуться к изучаемому произведению. Аннотация может быть необходима и для того, чтобы не забыть о нем.

Для составления аннотации надо сначала полностью прочитать и глубоко продумать произведение. При всей своей краткости аннотация может содержать отдельные фрагменты авторского текста, а не только оценку книги или статьи.

5. Резюме очень близко к аннотации. Это запись, являющаяся краткой оценкой прочитанного материала. Различие между ними состоит в том, что аннотация сжато характеризует произведение в целом, а резюме концентрирует внимание на его выводах, главных итогах.

6. Конспект – наиболее совершенная и наиболее сложная форма записи. Слово «конспект» происходит от латинского «conspectus», что означает «обзор, изложение». В правильно составленном конспекте обычно выделено самое основное в изучаемом тексте, сосредоточено внимание на наиболее существенном, в кратких и четких формулировках обобщены важные теоретические положения.

Конспект представляет собой относительно подробное, последовательное изложение содержания прочитанного. На первых порах целесообразно в записях ближе держаться тексту, прибегая зачастую к прямому цитированию автора. В дальнейшем, по мере выработки навыков конспектирования, записи будут носить более свободный и сжатый характер.

Конспект книги обычно ведется в тетради. В самом начале конспекта указывается фамилия автора, полное название произведения, издательство, год и место издания. При цитировании обязательная ссылка на страницу книги. Если цитата взята из собрания сочинений, то необходимо указать соответствующий том. Следует помнить, что четкая ссылка на источник – непереносимое правило конспектирования. Если конспектируется статья, то указывается, где и когда она была напечатана.

Конспект подразделяется на части в соответствии с заранее продуманным планом. Пункты плана записываются в тексте или на полях конспекта. Писать его рекомендуется четко и разборчиво, так как небрежная запись с течением времени становится малопонятной для ее автора. Существует правило: конспект, составленный для себя, должен быть по возможности написан так, чтобы его легко прочитал, и кто-либо другой.

Формы конспекта могут быть разными и зависят от его целевого назначения (изучение материала в целом или под определенным углом зрения, подготовка к докладу, выступлению на занятии и т.д.), а также от характера произведения (монография, статья, документ и т.п.). Если речь идет просто об изложении содержания работы, текст конспекта может быть сплошным, с выделением особо важных положений подчеркиванием или различными значками.

В случае, когда не ограничиваются переложением содержания, а фиксируют в конспекте и свои собственные суждения по данному вопросу или дополняют конспект соответствующими материалами их других источников, следует отводить место для такого рода записей. Рекомендуется разделить страницы тетради пополам по вертикали и в левой части вести

конспект произведения, а в правой свои дополнительные записи, совмещая их по содержанию.

Конспектирование в большей мере, чем другие виды записей, помогает вырабатывать навыки правильного изложения в письменной форме важные теоретических и практических вопросов, умение четко их формулировать и ясно излагать своими словами.

Таким образом, составление конспекта требует вдумчивой работы, затраты времени и труда. Зато во время конспектирования приобретаются знания, создается фонд записей.

Конспект может быть текстуальным или тематическим. В **текстуальном конспекте** сохраняется логика и структура изучаемого произведения, а запись ведется в соответствии с расположением материала в книге. За основу тематического конспекта берется не план произведения, а содержание какой-либо темы или проблемы.

Текстуальный конспект желательно начинать после того, как вся книга прочитана и продумана, но это, к сожалению, не всегда возможно. В первую очередь необходимо составить план произведения письменно или мысленно, поскольку в соответствии с этим планом строится дальнейшая работа. Конспект включает в себя тезисы, которые составляют его основу. Но, в отличие от тезисов, конспект содержит краткую запись не только выводов, но и доказательств, вплоть до фактического материала. Иначе говоря, конспект – это расширенные тезисы, дополненные рассуждениями и доказательствами, мыслями и соображениями составителя записи.

Как правило, конспект включает в себя и выписки, но в него могут войти отдельные места, цитируемые дословно, а также факты, примеры, цифры, таблицы и схемы, взятые из книги. Следует помнить, что работа над конспектом только тогда будет творческой, когда она не ограничена текстом изучаемого произведения. Нужно дополнять конспект данными из других источников.

В конспекте необходимо выделять отдельные места текста в зависимости от их значимости. Можно пользоваться различными способами: подчеркиваниями, вопросительными и восклицательными знаками, репликами, краткими оценками, писать на полях своих конспектов слова: «важно», «очень важно», «верно», «характерно».

В конспект могут помещаться диаграммы, схемы, таблицы, которые придадут ему наглядность.

Составлению **тематического конспекта** предшествует тщательное изучение всей литературы, подобранной для раскрытия данной темы. Бывает, что какая-либо тема рассматривается в нескольких главах или в разных местах книги. А в конспекте весь материал, относящийся к теме, будет сосредоточен в одном месте. В плане конспекта рекомендуется делать пометки, к каким источникам (вплоть до страницы) придется обратиться для раскрытия вопросов. Тематический конспект составляется обычно для того, чтобы глубже изучить определенный вопрос, подготовиться к докладу, лекции или выступлению на семинарском занятии. Такой конспект по содержанию приближается к реферату, докладу по избранной теме, особенно если включает и собственный вклад в изучение проблемы.

Следующим методом самостоятельной работы с книгой является **реферирование** на определенную тему. Слово реферат употребляется в двух различных значениях:

1. Краткое изложение содержания книги, научной работы;
2. Доклад за заданную тему на основе критического образа литературных источников.

7. Реферат – это один из самых сложных видов самостоятельной работы с книгой, а для этого следует овладеть более простыми приемами работы – разработкой плана, составлением тезисов и конспектов. Подготовка реферата и выступление с его изложением углубляет знания, расширяет кругозор, приучает логически, творчески мыслить, развивать культуру речи.

При просмотре литературы намечается ориентировочный план реферата, в который включается обычно 3-4 основных вопроса или раздела. Каждом из разделов формулируются подвопросы, помогающие последовательно раскрыть содержание проблемы.

В процессе изучения материала формулировки подвопросов и разделов обычно уточняются. При реферировании следует делать выписки, записывать мысли, возникающие при чтении; следует также точно записывать и определения тех понятий, которые будут использованы в реферате. Из прочитанной литературы нужно заимствовать не буквальный текст, а важнейшие мысли, идеи, теоретические положения; можно цитировать небольшие отрывки, приводить диаграммы, схемы, чертежи, но главное – высказывать собственные соображения по вопросам реферата. Приведенные выше советы следует рассматривать как примерные, предполагающие и другие подходы, поскольку у каждого человека вырабатываются свои приемы и навыки составления рефератов. Большую помощь в работе над рефератом оказывают предисловия к монографиям и сборникам. В них можно найти сведения о цели издания, а также о существующих пробелах в исследовании.

При разработке плана реферата важно учитывать, чтобы каждый его пункт раскрывал одну из сторон избранной темы, а все пункты в совокупности охватывали тему целиком. Различают несколько композиционных решений реферата: во-первых, хронологическое, когда тема раскрывается в исторической последовательности; во-вторых, описательное, при котором тема расчленяется на составные части, в целом раскрывающие определенное явление; в-третьих, аналитическое, когда тема исследуется в ее причинно-следственных связях и взаимозависимых проблемах. Важно следить за тем, чтобы каждый пункт плана был соотнесен с главной темой и не содержал повторения в других пунктах. Важными разделами реферата является вступление и заключение. Во вступлении надо обосновать актуальность темы, обозначить круг составляющих ее проблем, четко и

кратко определить задачу своей работы. В заключении делаются краткие выводы, подводятся итоги. В конце реферата должен быть приложен список литературы.

В отличие от тематического конспекта реферат требует большей творческой активности, самостоятельности в обобщении изученной литературы, умения логически стройно изложить материал, оценить различные точки зрения на исследуемую проблему и высказать о ней собственное мнение. В реферате важно связать теоретические положения с практикой.

Итак, реферат – это самостоятельное произведение автора, которое должно свидетельствовать о знании литературы по данной теме, ее основной проблематике, отражать точку зрения автора реферата на эту проблематику, его умение осмысливать явления жизни на основе теоретических знаний.

При оценке реферата обычно руководствуются следующими критериями:

1. Удалось ли его автору раскрыть сущность данной проблемы;
2. Сумел ли автор показать связь рассматриваемой проблемы с жизнью;
3. Проявил ли автор самостоятельность и творческий подход в изложении реферата;
4. Можно ли считать реферат логически стройным и т.д.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАБОТЕ С ЛИТЕРАТУРОЙ

При изучении дисциплины у студентов должен вырабатываться рационально-критический подход к изучаемым проблемам и явлениям. Это включает понимание того, что со временем ряд информационных и теоретических материалов устаревает, требуя критического отношения. С другой стороны, каждый текущий вопрос имеет свою историю, которую тоже полезно знать. Каждое событие может иметь разные интерпретации, поэтому слова, сказанные много лет назад, могут иметь важное значение.

Чтобы понять содержание материала, нужно уметь его прочитывать. Начинать следует с предварительного просмотра, в ходе которого ознакомиться с названием работы, с аннотацией, оглавлением, предисловием. Часто замысел работы ясен уже при ознакомлении с ее названием. Но особенно интересен просмотр оглавления, в результате которого становится ясным развитие мысли автора. Неплохо было бы появившиеся при этом мысли зафиксировать на бумаге.

Просматривая текст оглавления, нужно остановиться на тех главах, которые представляют для вас особенный интерес, бегло ознакомиться с ними, составляя в общих чертах свое представление о них. Цель этого действия – найти места, относящиеся к искомой теме, определив при этом, что ценного в каждом из них.

Следующий этап – прочтение выделенных мест с фиксацией самых главных сведений. При этом надо четко и ясно осознавать цель чтения, постоянно держа ее перед собой: по какому вопросу нужна информация, для чего нужна, ее характер и т.д. необходимо менять режим чтения – от беглого вдумчивого – в зависимости от ценности информации, останавливаясь там, где это требуется для глубокого понимания текста.

Следует научиться определять структуру текста по соподчиненности его частей, учитывая взаимосвязь текста с рисунками, сносками, примечаниями и таблицами. Все это поможет пониманию текста при беглом

ознакомлении с ним. Так вырабатывается способность при прочтении сразу понимать смысл и значение новой информации.

Многие книги и статьи имеют в своем аппарате списки литературы, которые дают возможность пополнить информационную осведомленность о дополнительной литературе по данному вопросу.

Отдельный этап прочтения – ведение записей прочитанного. Существует несколько видов записей: план, выписки, тезисы, аннотация, резюме, конспект.

Выписки – Это записи текста из книги: теоретических положений, статистических данных, имеющих по мнению читателя важное значение.

Достоинство выписок состоит в точности воспроизведения текста книги, удобстве пользования записями при последующей работе, в накоплении обобщений и фактического материала. Выписки полезны для повторения, освежения в памяти прочитанного, для быстрой мобилизации своих знаний, когда необходимо в короткий срок вспомнить материал. Выписки выделяют из текста самое главное и тем самым помогают глубже понять его. Без них трудно обойтись при подготовке доклада, реферата, выступления. Выписки следует рассматривать как составную часть тезисов и конспектов.

Планом удобно пользоваться при подготовке к устному выступлению по выбранной теме. Каждый пункт плана должен раскрывать одну из сторон избранной темы, а весь план должен охватывать ее целиком.

Тезисы предполагают сжатое изложение основных положений текста в форме утверждения или отрицания. Они являются более совершенной формой записей и представляют основу для дискуссии. К тому же их легко запомнить.

Аннотация – краткое изложение содержания – дает общее представление о работе.

Резюме кратко характеризует выводы, главные итоги произведения.

Конспект является наиболее распространенной формой ведения записей. Основную ткань конспекта составляют тезисы, дополненные доказательствами и рассуждениями. Конспект может быть текстуальным, свободным или тематическим. Текстуальный представляет собой цитатник с сохранением логики работы и структуры текста. Свободный конспект основан на изложении материала в том порядке, который более удобен автору. В этом смысле конспект представляет собирание воедино мыслей, разбросанных по всей книге. Тематический конспект может быть составлен по нескольким источникам, где за основу берется тема, интерпретируемая по-разному.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ

Семинарские занятия проводятся в форме дискуссии, на которых проходит обсуждение конкретных экономических ситуаций. Обсуждения направлены на освоение научных основ, эффективных методов и приемов решения конкретных практических задач, на развитие способностей к творческому использованию получаемых знаний и навыков. Основная цель проведения семинара заключается в закреплении знаний полученных в ходе прослушивания лекционного материала. Семинар проводится в форме устного опроса студентов по вопросам семинарских занятий, а также в виде решения практических задач или моделирования практической ситуации. В ходе подготовки к семинару студенту следует просмотреть материалы лекции, а затем начать изучение учебной литературы. Следует знать, что освещение того или иного вопроса в литературе часто является личным мнением автора, построенного на анализе различных источников, поэтому следует не ограничиваться одним учебником или монографией, а рассмотреть, как можно больше материала по интересующей теме.

В ходе самостоятельной работы студенту необходимо отслеживать научные статьи в специализированных изданиях.

Студенту рекомендуется следующая схема подготовки к семинарскому занятию:

1. Проработать конспект лекций;
2. Прочитать основную и дополнительную литературу, рекомендованную по изучаемому разделу;
3. Ответить на вопросы плана семинарского занятия;
4. Выполнить домашнее задание;
5. Проработать тестовые задания и задачи;
6. При затруднениях сформулировать вопросы к преподавателю.

При подготовке к семинарским занятиям следует руководствоваться указаниями и рекомендациями преподавателя, использовать основную

литературу из представленного им списка. Для наиболее глубокого освоения дисциплины рекомендуется изучать литературу, обозначенную как «дополнительная» в представленном списке. При подготовке доклада на семинарское занятие желательно заранее обсудить с преподавателем перечень используемой литературы, за день до семинарского занятия предупредить о необходимых для предоставления материала технических средствах, напечатанный текст доклада предоставить преподавателю.

Цели практических занятий по дисциплине «Электромонтаж, наладка и ремонт электрооборудования»:

1. закрепление теоретического материала путем систематического контроля за самостоятельной работой студентов;
2. формирование умений использования теоретических знаний в процессе выполнения лабораторных работ;
3. развитие аналитического мышления путем обобщения результатов лабораторных работ;
4. формирование навыков оформления результатов практических работ в виде таблиц, графиков, выводов.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ К СОБЕСЕДОВАНИЮ

Для подготовки к данному оценочному мероприятию необходимо изучить лекционный материал, материалы практических занятий, а также вопросы, выносимые на самостоятельное изучение.

При подготовке к ответу студенту предоставляется право пользования калькулятором.

При проверке задания, оцениваются правильность, полнота и последовательность ответа, логичность изложения.

1. Типовые контрольные задания и иные материалы, характеризующие этапы формирования компетенций

1. Критерии оценивания компетенций

Оценка **«отлично»** выставляется студенту, если его ответ соответствует результатам освоения дисциплины. Сформированность компетенций на высоком уровне.

Оценка **«хорошо»** выставляется студенту, если его ответ соответствует результатам освоения дисциплины, но не точно используются, или нерационально подобраны средства для раскрытия темы. Сформированность компетенций на базовом уровне.

Оценка **«удовлетворительно»** выставляется студенту, если его ответ соответствует результатам освоения дисциплины, но не точно используются, или нерационально подобраны, средства для раскрытия темы, оперирует неточными формулировками. Сформированность компетенций на удовлетворительном уровне.

Оценка **«неудовлетворительно»** выставляется студенту, если его ответ не соответствует результатам освоения дисциплины, не освоен основной понятийный аппарат, оперирует неточными формулировками, нерационально подобраны средства для раскрытия темы. Сформированность компетенций слабая.