

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

Г.Н. Чистяков

подпись

инициалы, фамилия

« ___ »

_____ 20__ г.

Бакалаврская работа

13.03.02. «Электроэнергетика и электротехника»

код и наименование специальности

Изучение мирового опыта применения полимерной изоляции

тема

оборудования ПС

Пояснительная записка

Руководитель

подпись, дата

к.т.н., доцент

ученая степень, должность

Г.Н. Чистяков

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

И.А. Зарецкий

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

И.А. Кычакова

инициалы, фамилия

Абакан 2021

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
электроэнергетики

_____ Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме _____ бакалаврской работы _____
бакалаврской работы, дипломного проекта, дипломной работы,
магистерской диссертации

Студенту Зарецкому Илье Андреевичу

фамилия, имя, отчество

Группа ХЭН 17-01 (17-1):Направление (специальность) 13.03.02

номер

код

Электроэнергетика

и

электротехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Изучение мирового опыта применения полимерной изоляции оборудования ПС

Утверждена приказом по институту № _____ от _____

Руководитель ВКР Г.Н. Чистяков, зав. каф. «Электроэнергетика» ХТИ – филиала СФУ, к.т.н., доцент.

Исходные данные для ВКР_

Перечень разделов ВКР_

Введение.

1. Теоретическая часть

Конструктивное исполнение и классификация полимерной изоляции оборудования ПС. Техническая диагностика полимерной изоляции.

2. Аналитическая часть

Проблемы контроля полимерной изоляции оборудования ПС. Преимущества и недостатки различных типов изоляторов.

3. Практическая часть

Вероятные причины отказов полимерной изоляции оборудования ПС и способы повышения надежности эксплуатации. Новейшие методы контроля полимерной изоляции оборудования ПС и обеспечение безаварийной работы

Заключение.

Перечень графического материала

Техническая диагностика высоковольтных вводов. Конструкционное исполнение полимерных изоляторов ПС. Рекомендации по применению.

Руководитель ВКР

подпись

Г.Н. Чистяков

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

И.А. Зарецкий

инициалы и фамилия студента

« 20 » марта 2021 г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа на тему «Изучение мирового опыта применения полимерной изоляции оборудования ПС» содержит 37 страниц текстового документа, 25 использованных источников.

ДИАГНОСТИКА, ОПЫТ, ПОЛИМЕРНАЯ, ИЗОЛЯЦИЯ, КЛАССИФИКАЦИЯ, КОНТРОЛЬ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ.

Тема актуальна так как в настоящее время парк электротехнического оборудования и современные условия использования требуют новых бесконтактных методов контроля и диагностики оборудования под рабочим напряжением, недорогих, простых и оперативных, на первом месте стоит бесперебойная работа электротехнического оборудования, продление срока службы этого оборудования и в свою очередь повышение качества обслуживания.

Объектом исследования является оборудование ПС.

Предметом исследования является мировой опыт применения полимерной изоляции.

Целью выполнения выпускной квалификационной работы является изучения мирового опыта применения полимерной изоляции.

В течение работы над выпускной квалификационной работой были получены следующие результаты:

- была рассмотрена классификация полимерной изоляции;
- были проанализированы проблемы контроля, преимущества и недостатки полимерных изоляторов;
- были изучены причины отказов и методы контроля полимерной изоляции.

Научная новизна и практическая значимость исследования обусловлена тем, что дана оценка применения современных методов контроля и диагностики, и практические рекомендации по их использованию.

ABSTRACT

The bachelor's work on the topic "Study of the world experience in the use of polymer insulation of substation equipment" contains 37 pages of a text document, 25 used sources.

DIAGNOSTICS, EXPERIENCE, POLYMER, INSULATION, CLASSIFICATION, CONTROL, OPERATION.

The topic is relevant because at present, the electrical equipment park and modern conditions of use require new non-contact methods for monitoring and diagnosing equipment under operating voltage, inexpensive, simple and operational, in the first place is the uninterrupted operation of electrical equipment, extending the service life of this equipment, and in turn improving the quality of service.

The object of the research is the equipment of the substation.

The subject of this research is the world experience in the use of polymer insulation.

The purpose of the final qualification work is to study the world experience in the use of polymer insulation.

During the work on the final qualifying work, the following results were obtained:

- the classification of polymer insulation was considered;
- the problems of control, advantages and disadvantages of polymer insulators were analyzed;
- the causes of failures and methods of polymer insulation control were studied.

The scientific novelty and practical significance of the study is due to the assessment of the application of modern methods of control and diagnostics, and practical recommendations for their use.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Теоретическая часть.....	8
1.1 Конструктивное исполнение и классификация полимерной изоляции оборудования ПС.	8
1.2 Техническая диагностика полимерной изоляции.....	14
2. Аналитическая часть.....	20
2.1 Проблемы контроля полимерной изоляции оборудования ПС.	20
2.2 Преимущества и недостатки различных типов изоляторов.	22
3. Практическая часть	26
3.1 Вероятные причины отказов полимерной изоляции оборудования ПС и способы повышения надежности эксплуатации	26
3.2 Новейшие методы контроля полимерной изоляции оборудования ПС и обеспечение безаварийной работы	28
3.3 Механизмы ухудшения характеристик полимерных изоляторов	32
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	34
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	36

ВВЕДЕНИЕ

Тема актуальна так как в настоящее время парк электротехнического оборудования и современные условия использования требуют новых бесконтактных методов контроля и диагностики оборудования под рабочим напряжением, недорогих, простых и оперативных, на первом месте стоит бесперебойная работа электротехнического оборудования, продление срока службы этого оборудования и в свою очередь повышение качества обслуживания.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в изучении мирового опыта использования полимерных изоляторов.

Работа выполнена в соответствии с нормативными документами [1, 2, 3].

1 Теоретическая часть

1.1 Конструктивное исполнение и классификация полимерной изоляции оборудования ПС.

В России высоковольтные линии растянулись на миллионы километров, в том числе напряжением 220-500 кВ свыше 150 000 км. До восьмидесятых годов на ВЛ с напряжением 110-500 кВ применялись стеклянные и фарфоровые тарельчатые изоляторы, благодаря высокой прочности они обеспечивали надежность и бесперебойность. Сейчас общее количество полимерных изоляторов составляет около 2% от числа стеклянных и фарфоровых. Наиболее часто полимерные изоляторы используются на ВЛ 110-220 кВ.

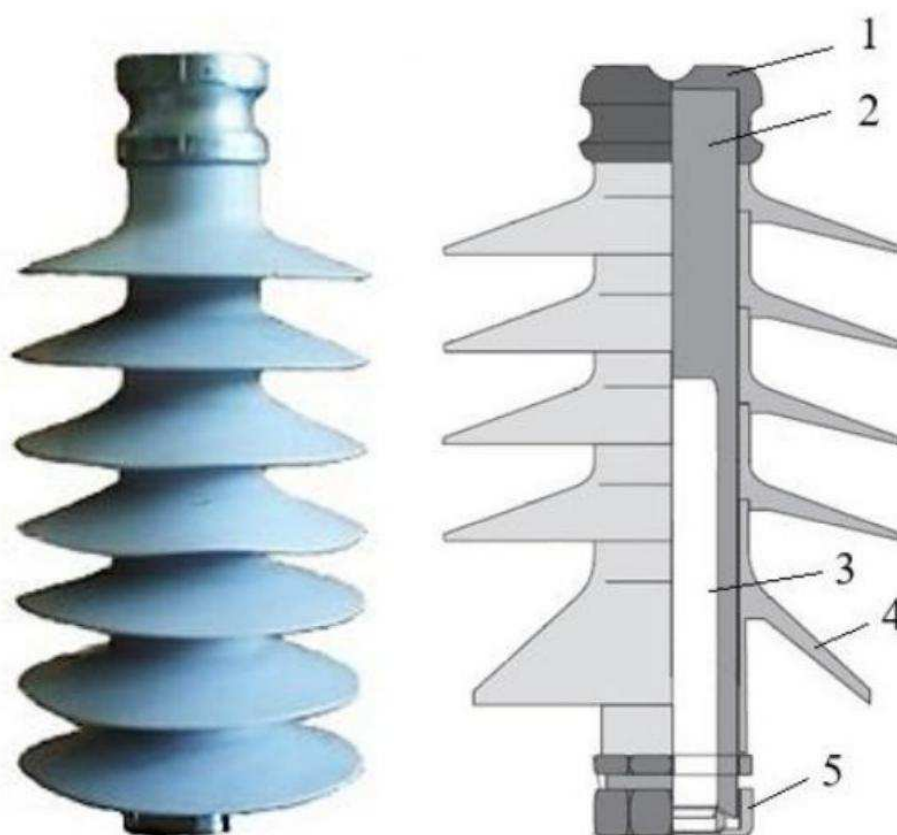


Рисунок 1 – Внешний вид и конструкция штыревого полимерного изолятора (1 – оголовок для крепления ввода; 2 – композитный силовой стеклопластиковый стержень; 3 – композитная силовая стеклопластиковая труба; 4 – кремнийорганическая защитная оболочка; 5 – система креплений изолятора)

Основными достоинствами композитных изоляторов являются резко сниженный вес, улучшенные в сравнении с изоляторами из керамики и стекла механические и электрические характеристики, стойкость к вандализму, удобство транспортировки и монтажа, возможность использования для

компактизации электроустановок, хорошая работоспособность в условиях загрязнения.

Несмотря на внешнюю простоту, композитные изоляторы представляют собой достаточно сложную составную конструкцию, подвергаемую комбинированным механическим и электрическим нагрузкам и воздействиям окружающей среды [4].

СТЕРЖЕНЬ (СЕРДЕЧНИК) ИЗОЛЯТОРОВ

Двойственную роль выполняет стержень (сердечник) изоляторов, неся механическую нагрузку и обеспечивая изоляцию, при этом он может работать как на растяжение и изгиб, так и на кручение и сжатие. Из аксиально-ориентированных (вдоль оси изолятора) стеклянных нитей, скрепленных вместе посредством эпоксидной смолы, состоит у линейных подвесных и опорных композитных изоляторов центральный стержень. 75% веса стержня составляют нити мало-щелочного стекла типа Е. В пределах от 5 до 20 мкм лежит диаметр нитей. Смола используется полиэфирная или эпоксидная. Несмотря на то, что эпоксидная смола считается более надежной, из-за более низкой цены чаще всего используют полиэфирные смолы. Стеклопластиковые стержни различных диаметров и длины, после пропитки эпоксидным компаундом, изготавливают путем протяжки через обогреваемую формующую фильеру стекловолокна.

У подстанционных опорных изоляторов и вводов стержень состоит из намотанной стеклопластиковой трубы. Незащищенный стержень практически непригоден для длительного наружного применения из-за развития трекинга при воздействии загрязнения, влаги и рабочего напряжения. Для защиты стержня от внешних воздействий на него различными способами наносятся защитные оболочки из различных полимерных материалов, в подавляющем большинстве случаев снабженные ребрами для обеспечения максимальной электрической прочности.

В настоящее время только три класса материалов широко используются в оболочках композитных изоляторов:

эпоксидные смолы (компаунды);

углеводородные эластомеры (ЗАО «Полимеризолятор»);

силиконовые эластомеры (ОАО «ПромАрматура», «Энергия XXI» и др.).

Ранние эпоксидные смолы, впервые примененные в высоковольтных изоляторах наружной установки за рубежом (США) в 1959 г., изготавливались на основе бифенола А - типа с большим наполнением кварцем. Такие изоляторы были твердыми и ломкими, на них в эксплуатации наблюдался трекинг. Для увеличения эластичности в материал добавлялись различные виды пластификаторов, что приводило к гидролизу, из-за которого происходила деполимеризация смолы. Из-за подверженности, вследствие указанных факторов, электрических трекам и слабой устойчивости к ультрафиолетовому (УФ) излучению, бифеноловая А-типа эпоксидная смола впоследствии была повсеместно заменена на эпоксидную смолу циклоалифатического типа с

использованием в качестве наполнителя гидрата алюминия. В настоящее время изоляторы из циклоалифатических смол различной модификации применяются за рубежом в распределительных сетях напряжением до 69 кВ (вводы аппаратов, изоляторы шинопроводов, корпуса трансформаторов тока). В обычных условиях их характеристики в целом вполне удовлетворительны, но они не пригодны для эксплуатации в условиях загрязнения.

Этиленпропиленовые резины (EPR) в настоящее время широко используются для наружной изоляции, а именно две модификации этиленпропиленового мономера (EPM, EPDM) и сополимер этилен-пропилена и силикона (ESP). Все три типа имеют высокую степень заполнения гидратом алюминия или другими наполнителями. Ранние типы EPR подвергались трекингу с образованием проводящих углеродных дорожек на поверхности и имели слабую устойчивость к УФ излучению. Треки развивались древовидно, пока весь изолятор не был ими зашунтирован, что приводило к перекрытиям. Современные EPR более устойчивы к треку и УФ лучам и характеризуются только небольшими изменениями поверхности в эксплуатации. Изоляторы с оболочками из EPR пригодны для электроустановок класса напряжением до 765 кВ. Их длительные характеристики для чистых районов вполне удовлетворительны. При работе в условиях загрязнения характеристики оболочек из EPR неоднозначны, но чаще всего они неудовлетворительны. Для оценки характеристик применяемых сравнительно недолгое время оболочек из ESP необходимо накопить опыт эксплуатации.

Силиконовые эластомеры (SE) или кремнийорганические резины (SIR) для наружной изоляции применяются трех типов:

вулканизированные при комнатной температуре (RTV);

жидкая силиконовая резина (LSR);

вулканизированные при высокой температуре (HTV).

Оба вулканизированных типа (RTV и HTV) имеют высокое заполнение гидратом алюминия и обожженным кремнеземом (окись кремния) и оба этих типа по большинству публикаций проявили себя как наиболее надежные полимерные материалы для наружной изоляции (отдельные отступления от этого мнения приводятся в дальнейшем изложении). Резина LSR ещё только начинает применяться, хотя и во всё возрастающих объёмах. Первые SE были применены в 1965 г. в подвесных изоляторах (RTV с наполнением кварцем). Применение этих оболочек в целом было успешным, постепенно для изоляторов, предназначенных для работы в районах с загрязненной атмосферой, начали применять в качестве наполнителя гидрат алюминия, а с 1979 г. начали выпускать подвесные изоляторы с оболочками из HTV силикона. Эластомеры RTV применяют обычно на подстанционных изоляторах, их характеристики в загрязненных районах в большинстве случаев оказались весьма хорошими.

В отличие от большинства других полимерных изоляционных материалов силиконовые эластомеры способны сохранить свою низкую поверхностную энергию, что обеспечивает их отличные гидрофобные поверхностные свойства

(подробнее см. об этом в разделе 20). Кроме того, в отличие от EPR, силиконовые эластомеры устойчивы к солнечным УФ лучам. Опыт эксплуатации показал, что, как правило, обмыв загрязненной SE - изоляции так часто, как для фарфоровых или других некерамических изоляторов не требуется, а во многих случаях обмыв вообще не нужен. В целом в настоящее время за рубежом наметилась тенденция использовать SE для оболочек всех типов наружных изоляторов. Разработчики стремятся к стандартизации, как это сделано для керамических изоляторов, причем более дешевые модификации силикона будут использоваться под общим названием “ силикон “ по аналогии с кварцевым фарфором, используемым для низких напряжений. Этот тип фарфора имеет худшие характеристики по сравнению с алюминиевым фарфором, используемым для высоковольтных изоляторов, хотя оба этих типа изоляторов называют фарфоровыми.

ЮБКИ В ПОЛИМЕРНЫХ ИЗОЛЯТОРАХ

Конфигурация юбок, используемая в композитных изоляторах, весьма разнообразна. На первых изоляторах юбки делали ребристыми по образцу фарфоровых длинностержневых подвесных изоляторов. Применялась также конусная форма юбок для обеспечения большой длины пути утечки. Юбки такой конфигурации легко удаляются из отливочной формы, когда отливаются поштучно. Однако с переходом от модульных отливок к цельно отливаемой оболочке форма применяемых юбок стала у большинства фирм слабо конической (почти плоской и горизонтальной), главным образом для обеспечения изъятия её без повреждений из отливочной формы. В последние годы фирмы чаще всего применяют гладкие профили юбок, лучше очищаемые от загрязнения ветром и осадками. Большинство фирм предлагает композитные изоляторы, как с постоянным, так и с переменным вылетом ребер.

В настоящее время большинство передовых зарубежных фирм для повышения срока службы изоляторов, особенно для более высоких напряжений, отказалось от модульной отливки и перешло на отливку оболочек, вулканизируемых на стержне целиком (за один технологический цикл), чаще всего с применением термопластавтоматов и устройств. Причин для такого перехода существует несколько. В модульных оболочках из-за короны в пространстве между юбками и эрозии, вызванной поверхностными разрядами, часто образуются микропроводящие каналы между отдельными юбками, что приводит к выходу их из работы. В нескольких известных случаях такие каналы проникали непосредственно до стеклопластикового стержня и были причиной его трекинга. Кроме того, в модульных конструкциях для заполнения воздушных полостей между юбками используются соединительные компаунды (силиконовая мазь, силиконовый гель), которые выделяют масло, способствующее накоплению загрязнений на стыках между юбками. Герметики типа эпоксидных смол не образуют постоянной связи с эластомерными материалами, поэтому модульные соединения механически разделяются за короткий период времени из-за влияния влаги. Наконец, некерамические

изоляторы с модульными юбками не могут обмываться водой под высоким давлением, и поэтому не должны использоваться в тех загрязненных районах, где требуется обмыв.

Индивидуально сформированные юбки или группы юбок, насаживаемые на стержень изолятора, обычно имеют меньший внутренний диаметр, чем диаметр стержня. Посадка таких юбок на стержень чаще всего производится за счет трения (натяжкой), при этом снижается количество компаунда (подслоя), необходимого для заполнения воздушного промежутка между стержнем и оболочкой. Это приводит к механическим (“обручным”) растягивающим нагрузкам в юбках и уменьшает срок службы изоляторов. УФ лучи солнца в некоторых полимерах, например в EPR, также могут вызвать разрыв связи между юбками, приводя к образованию микроскопических трещин. Обычно эти трещины сильно распространяются в глубину из-за наличия органических и неорганических УФ ингибиторов, которые введены в материал. Поэтому рассматриваемые трещины не обязательно сокращают срок службы изоляторов, но у модульных юбок при воздействии на них механических (“обручных”) нагрузок эти трещины постепенно увеличиваются и могут вызвать разрушение юбок. При наличии “ обручных “ нагрузок воздействие короны также ускоряется.

АРМАТУРА (ОКОНЦЕВАТЕЛИ) КОМПОЗИТНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ

Арматура (оконцеватели) композитных изоляторов изготавливается из литого, штампованного алюминия, ковкого чугуна или стали. Для обеспечения необходимой механической прочности оконцеватели прикрепляются к стержню различными способами - опрессовкой, заливкой эпоксидным компаундом, реже использованием металлического клина. Когда опрессовка производится равномерно по окружности оконцевателя, изолятор имеет лучшие характеристики, чем при использовании клееного конического оконцевателя (имеет большую разрывную прочность на единицу поперечного сечения сердечника). Однако, если обжимающая пресс- форма изношена или используется только двухсторонняя опрессовка шестигранной матрицей, может произойти излом стержня изолятора. Наиболее хорошая заделка стержня изолятора в оконцевателях происходит при опрессовке круглой матрицей методом вытяжки. В этом случае в стержне изолятора не образуются микротрещины. Эти трещины, как правило, не могут быть обнаружены при приемочных испытаниях, а дефект проявляется уже в эксплуатации. Такую заделку используют в России фирмы (ЗАО «ПромАрматура», ЗАО «Арматурно-изоляционный завод», ЗАО «НПО «Изолятор»). В клиновых, редко применяемых, конструкциях оконцевателей создаются механические нагрузки, передающиеся к центру стержня. Они могут привести к образованию в сердечнике трещин при весьма малых крутящих нагрузках. Изоляторы с такими оконцевателями требуют особой осторожности при монтаже и эксплуатации. Напротив, обжатые и клееные конструкции оконцевателей имеют высокую прочность на скручивание.

При перекрытии изолятора силовой дугой на оконцевателях, где располагаются опорные точки дуги, концентрируется тепло. У конструкций с обжатием при нагреве оконцеватели расширяются, поэтому их соединение со стержнем ослабляется. В клеевых эпоксидных конструкциях разложение клеевой части является типичной причиной повреждения. В клиновой конструкции нагрев стержня приводит к повреждению в результате расклинивания. На многих конструкциях оконцевателей устанавливаются дополнительные металлические диски (кольца) предохраняющие оконцеватели от высоко - концентрированной в опорных точках тепловой энергии дуги. Изоляторы более высоких классов напряжения снабжаются защитной арматурой для выравнивания распределения напряжения. Однако в некоторых случаях эта арматура может сильно повреждаться от действия силовой дуги. Если такое кольцо не заменить сразу после его повреждения, это может привести в очень короткое время к серьезным “коронным “ повреждениям в изоляторе. Кроме того, в таких случаях возникают сильные радио- и телевизионные помехи. Выявлено, что, если последствия дугового повреждения защитной арматуры ликвидированы достаточно быстро, механическая прочность изоляторов не изменяется. Однако, если повреждения происходят повторно на уже имевшей повреждения защитной арматуре, может произойти разрыв изолятора с падением провода.

В настоящее время признается, что концевая заделка, т.е. соединение оконцевателей и защитной оболочки, является наиболее важным элементом композитного изолятора с точки зрения обеспечения его безаварийной длительной работы. Из-за нарушения целостности (герметичности) неоднократно происходили тяжелые аварии в эксплуатации, вызванные разрывом стеклопластикового стержня, входившего в контакт с атмосферными загрязнениями и влагой. Основной причиной таких разрывов стеклопластикового стержня был трекинг по увлажненной поверхности. При этом изоляторы, в которых используется клиновое присоединение металлических оконцевателей к стержню, имеют, как правило, наименее надежные концевые заделки. Перемещение стержня внутри оконцевателя в таких конструкциях приводит к смещению оболочки относительно оконцевателя, в результате чего стержень может оказаться незащищенным. Основными применяемыми в настоящее время типами заделки являются клеевая, фрикционная (трение) и формовочная. Заделки клеевого типа, выполняемые с использованием замазочного материала (герметика), такого как силиконовая резина RTV, из-за плохой адгезии недолговечны. Заделки фрикционного типа, в которых стержень с трением вводится в оконцеватель, работают эффективно до тех пор, пока сохраняются размерные допуски, и на практике не вызвали каких-либо проблем, обеспечивая отсутствие перемещения оконцевателей. Концевые заделки, выполненные формовкой стержня в оконцеватель, являются наилучшими, поскольку при формовке образуется прочное физическое скрепление стержня, оконцевателя и оболочки [5, 6, 7].

1.2 Техническая диагностика полимерной изоляции.

К основным способам диагностирования изоляции относятся: измерение сопротивлений изоляции; измерение емкости изоляции; измерение диэлектрических потерь; испытание повышенным напряжением переменного или постоянного тока [8].

Измерение сопротивления изоляции. Рассмотрим схемы измерения электрической изоляции, для того чтобы четко уяснить, почему измерения сопротивления изоляции производятся строго по специальной методике.

Согласно этой методике при измерении сопротивления изоляции одной фазы две другие фазы должны быть заземлены.

В общем случае схему измерения сопротивления электрической изоляции можно представить в виде, показанном на рисунке 2, здесь R_A , R_B , R_C — сопротивления изоляции фаз относительно корпуса (земли); R_{AB} , R_{BC} , R_{CA} — междуфазные сопротивления изоляции; PR_m — мегаомметр.

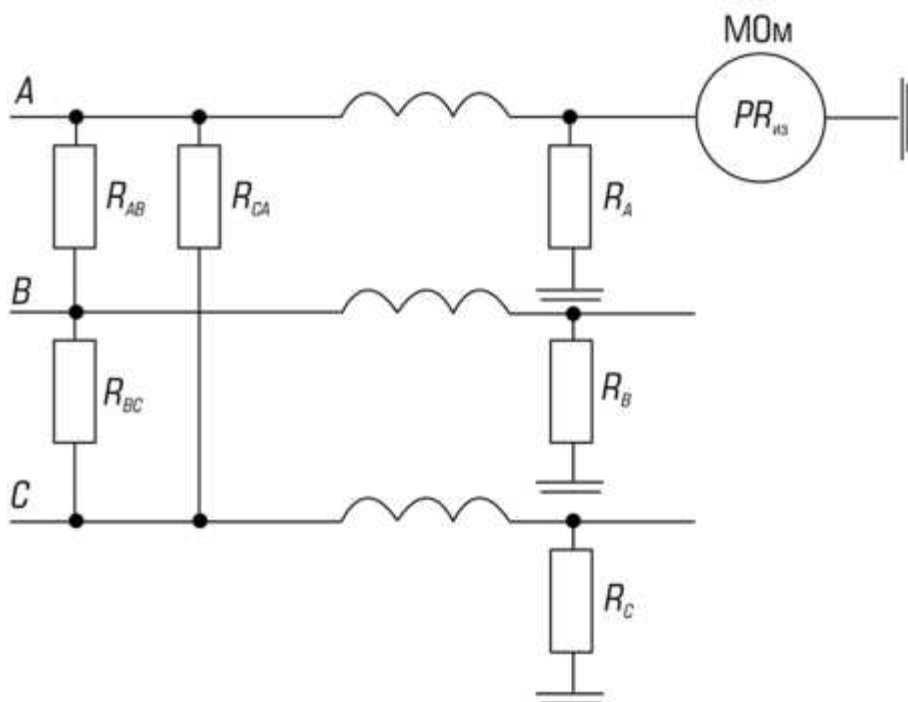


Рисунок 2 – Схема измерения электрической изоляции в общем виде

Если при измерении сопротивления изоляции одной фазы, например, фазы А, одна из двух других фаз будет заземлена, допустим это фаза С, то схема, приведенная на рисунке 2, примет вид, показанный на рисунке 3.

Для схемы замещения представленной на рисунке 3, можно составить эквивалентную схему замещения, которую удобнее всего использовать для проведения расчетов. Она приведена на рисунке 4. Для этой схемы можно записать значение эквивалентного сопротивления:

$$R_3 = \frac{R_A R_{AC} (R_B R_{BC} + R_{AB} R_{BC} + R_B R_{AB})}{(R_A + R_{AC})(R_B R_{BC} + R_{AB} R_{BC} + R_{AB} R_B) + R_A R_{AC} (R_B + R_{BC})}. \quad (2.1)$$

В процессе анализа полученного выражения определим, в каком случае оно будет равно нулю. Это будет в том случае, когда числитель равен нулю, т.е. $R_A R_{AC} (R_B R_{BC} + R_{AB} R_{BC} + R_B R_{AB}) = R_A = R_{AC} = 0$

или $(R_B R_{BC} + R_{AB} R_{BC} + R_{AB} R_B) = 0$ - Выражение за скобками будет равно нулю только в том случае, если одновременно будут равны нулю R_B и R_{BC} . Однако если только $R_B = 0$, тогда

$$R_3 = \frac{R_A R_{AC} R_{AB} R_{BC}}{(R_A + R_{AC}) R_{AB} R_{BC} + R_A R_{AC} R_{BC}}. \quad (2.2)$$

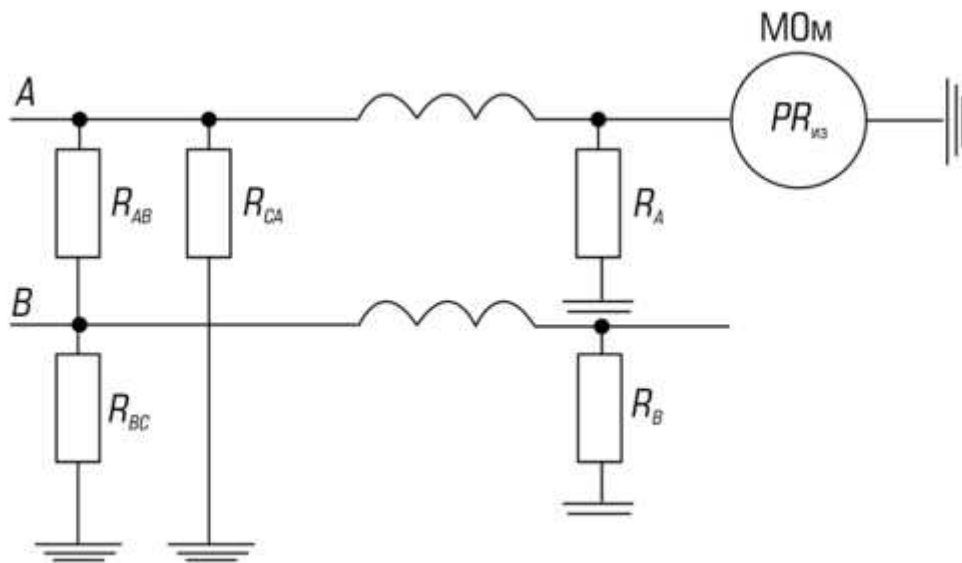


Рисунок 3 – Схема измерения электрической изоляции при заземленной фазе С

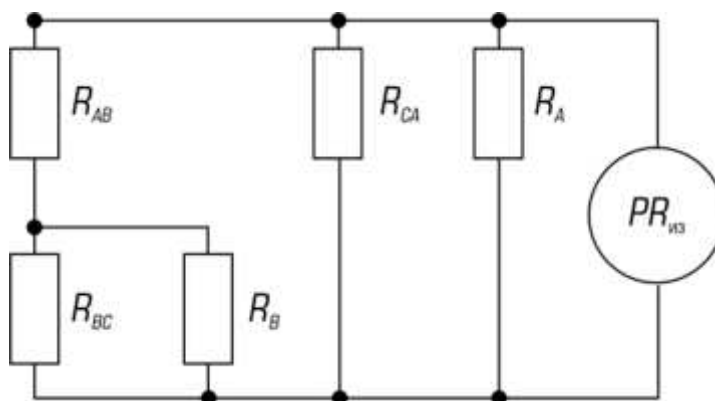


Рисунок 4 – Эквивалентная схема замещения

Если только $R_{AB} = 0$, тогда

$$R'_3 = \frac{R_A R_{AC} R_B R_{BC}}{(R_A + R_{AC}) R_B R_{BC} + R_A R_{AC} (R_B + R_{BC})}. \quad (2.3)$$

Если только $R_{BC} = 0$, тогда

$$R''_3 = \frac{R_A R_{AC} R_B R_{AB}}{(R_A + R_{AC}) R_{AB} R_B + R_A R_{AC} R_B}. \quad (2.4)$$

Полученные выражения говорят о том, что по результатам замеров можно сделать ошибочный вывод и пропустить неисправность (т.е. может быть пробой изоляции в фазе В на корпус [см. выражение (2.2)], и сопротивление изоляции между фазами А и В и В и С равно нулю [см. выражения (2.3) и (2.4)].

Если принять, что у электродвигателей с сухой изоляцией сопротивления $R_a = R_{ac} = R_b = R_{bc} = R_{ab} = 8$, то можно записать:

$$R_3 = \frac{3}{8} \cdot R \text{ или } R = \frac{8}{3} \cdot R_3 = 2,7 \cdot R_3. \quad (2.5)$$

Таким образом, при измерении сопротивления изоляции одной из фаз мы измеряем эквивалентное сопротивление изоляции относительно корпуса и других фаз.

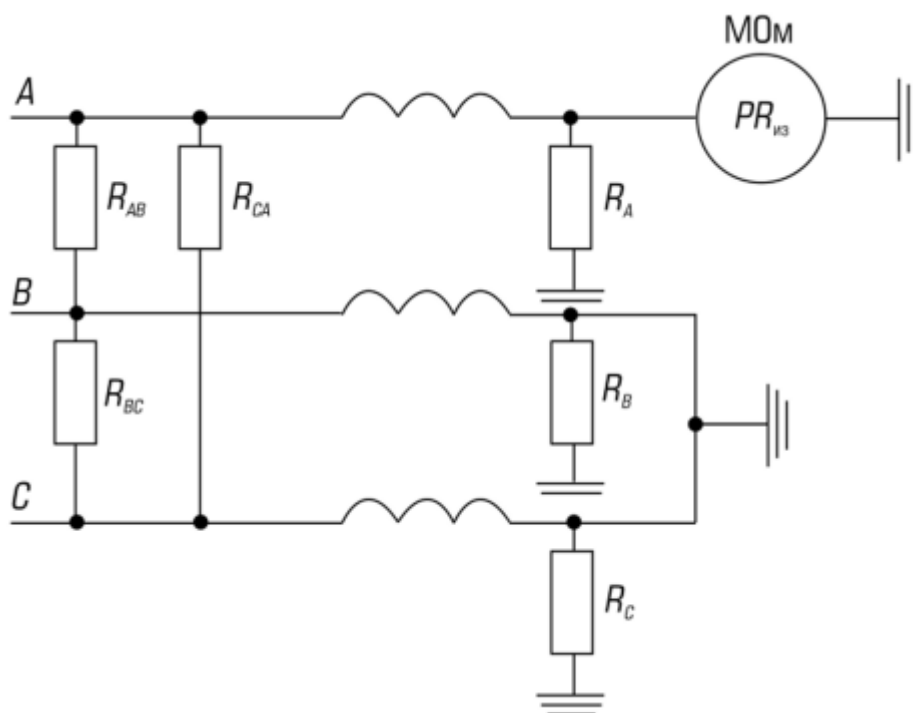
Для того чтобы сделать правильный вывод о состоянии изоляции электрической машины, необходимо придерживаться следующих правил:

1. Измерения необходимо производить поочередно для каждой электрически независимой цепи (фазы) при соединении всех остальных цепей с корпусом.

2. Каждая цепь (фаза) после измерения сопротивления ее изоляции соединяется с корпусом машины на время не менее 15 с при мощности машины до 1000 кВт (или кВт А) и не менее 1 мин при более высокой мощности, и не менее 3 мин при применении мегаомметра на 2500 В.

Проверим правильность первого правила. Для этого рассмотрим случаи, когда измерения производятся в одной фазе, а две другие фазы заземлены.

Измерения производятся в фазе А, а фазы С и В заземлены. В этом случае схема замещения электрической изоляции примет вид, показанный на рисунке



5

Рисунок 5 – Схема замещения электрической изоляции при измерении в фазе А, фазы В и С заземлены

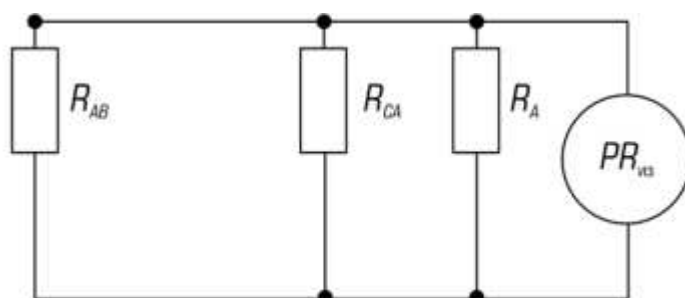


Рисунок 6 – Эквивалентная расчетная схема замещения

Тогда для эквивалентной схемы замещения, представленной на рисунке 6, можно записать:

$$R_{эА} = \frac{R_A R_{AC} R_{AB}}{R_A R_{AB} + R_{AC} (R_A + R_{AB})}. \quad (2.6)$$

Эквивалентное сопротивление фазы А $R_{эА} = 0$ в том случае, если R_A , R_{AC} или R_{AB} равны нулю. Для того чтобы выяснить, какое из сопротивлений равно нулю, опыт необходимо проделать не менее трех раз, т.е. для каждой из фаз.

Аналогичные измерения проводим в фазе В при заземленных фазах А и

$$R_{\text{эВ}} = \frac{R_B R_{BC} R_{AB}}{R_B R_{BC} + R_{AB} (R_B + R_{BC})}. \quad (2.7)$$

С. В результате получаем:

Причиной того, что $R_{\text{эВ}} = 0$ может являться то, что R_B , R_{BC} или R_{AB} равно нулю. Анализ данных, полученных при первом и втором замерах R_{AC} R_{AB} , говорит о том, что они = 0, в этом случае мы видим, что

в матрице повторяются две величины R_{AB} , значит $R_{AB} = 0$.

$$\begin{vmatrix} R_A \cdot R_{AC} \cdot R_{AB} \\ R_B \cdot R_{BC} \cdot R_{AB} \end{vmatrix} = 0, \quad (2.8)$$

В том случае, когда фазы А и В заземлены, а измерения проводят в фазе С, получается, что

$$R_{\text{эС}} = \frac{R_C R_{BC} R_{AC}}{R_C R_{BC} + R_{AC} (R_C + R_{BC})}. \quad (2.9)$$

Причиной того, что $R_{\text{эС}} = 0$ может являться то, что R_C , R_{BC} или R_{AC} равно нулю. Анализ данных, полученных при первом, втором и третьем замерах, говорит о том, что если в трех случаях получены результаты, равные нулю, т.е.

$$\begin{vmatrix} R_A \cdot R_{AC} \cdot R_{AB} \\ R_B \cdot R_{BC} \cdot R_{AB} \\ R_C \cdot R_{BC} \cdot R_{AC} \end{vmatrix} = 0, \quad (2.10)$$

то можно сделать вывод, что сопротивление изоляции между фазами равно нулю.

Если в результате трех измерений мы получили, что только два замера приводят к нулю, например, $R_{\text{эС}}$ и $R_{\text{эВ}}$ равны нулю, то это говорит о том, что $R_{BC} = 0$. Если в результате измерений мы получили, что, например, $R_{\text{эС}} = 0$, то это говорит о том, что фаза С имеет замыкание на корпус.

Для определения того, какая из фаз имеет замыкание на корпус, измерение необходимо выполнять по схеме, приведенной на рисунке 7.

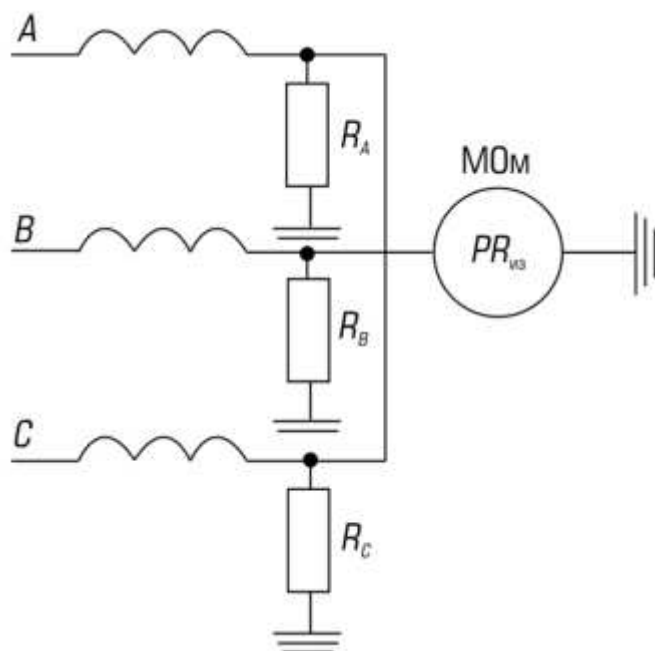


Рисунок 7 – Схема измерений при определении фазы, замкнутой на корпус

При такой схеме соединения сопротивления R_{AB} , R_{BC} и R_{AC} зашунтированы и не оказывают влияния на результат измерения. Тогда R_{34} можно записать в следующем виде:

$$R_{34} = \frac{R_C R_B R_A}{R_C R_B + R_A (R_C + R_B)}. \quad (2.11)$$

При этом $R_{34} = 0$, если одно из сопротивлений R_A , R_B или R_C равно нулю, то есть для полной оценки состояния сопротивления изоляции необходимо провести все четыре измерения.

Сложно обеспечить необходимую точность измерения, позволяющую достоверно регистрировать ухудшение технического состояния высоковольтных вводов по параметру, что, зачастую ведет к игнорированию обнаруженных отклонений от установленных норм.

Наиболее удобным и информативным методом диагностики является обследование под рабочим напряжением в инфракрасном диапазоне.

Как правило, в сети 110 кВ Ул ниже 114 кВ (или Уф 65,9 кВ для одного ввода), локальный нагрев в ходе текущей эксплуатации обнаружить тепловизором затруднительно.

2. Аналитическая часть

2.1 Проблемы контроля полимерной изоляции оборудования ПС.

Одной из самых сложных и не решенных до настоящего времени проблем является контроль состояния полимерной изоляции. Полимерные изоляторы получили широкое распространение благодаря своим превосходным электрическим характеристикам, особенно в условиях загрязнения: высокой гидрофобности, трекинговой стойкости, эрозионной стойкости и др. Однако наряду с существенными плюсами в сравнении с традиционными изоляторами из стекла существуют и минусы. Одним из них, наиболее значимым, является отсутствие возможности идентифицировать поврежденный в эксплуатации полимерный изолятор. Этим обусловлено сдержанное отношение к подвесной полимерной изоляции не только российских электроэнергетиков. На подвесных полимерных изоляторах этот минус проявляется особенно сильно. После короткого замыкания (КЗ) и отключения всей линии поврежденный изолятор невозможно определить. Видимых повреждений подвесной изолятор не имеет. Кроме того, поврежденные изоляторы имеют остаточную электрическую прочность в несколько десятков киловольт, поэтому проверить их замером сопротивления на линии без демонтажа не представляется возможным. В итоге очевидна необходимость демонтажа всех изоляторов и проверки их в лаборатории высоким напряжением. Это связано с огромными затратами, сопоставимыми с новым монтажом линии и длительным отключением потребителей от электроснабжения.

Контроль и диагностику состояния высоковольтной подвесной полимерной изоляции еще до разрушения в последнее время проводят путем анализа инфракрасного и ультрафиолетового излучения [9]. Однако это сопряжено со многими трудностями. Невозможно постоянно проводить такой дистанционный контроль. Основные деструктивные процессы в изоляторе происходят в неблагоприятное для обследования время: гроза, дождь и т. п., а после высыхания изолятор может показывать вполне приемлемые результаты в ИК- и УФ-диапазоне. Тепловое излучение деструктивных процессов в изоляторе достаточно сложно установить. Это связано с очень тонким несущим стержнем (16 мм), большой площадью поверхности охлаждаемых ребер, обычными сильными ветрами на высоте эксплуатации изоляторов, низкой теплопроводностью силиконовой защитной оболочки. В случае же КЗ и отключения линии методы обследования ИК и УФ не могут быть применены в силу отсутствия напряжения линии и процессов, вызывающих эти излучения.

Исходя из практики обслуживания высоковольтной линий электропередачи, определены следующие способы диагностики состояния кремнийорганических изоляторов:

- визуальный осмотр и оценка гидрофобности;
- инфракрасная (ИК) термография;
- ультрафиолетовое (УФ) детектирование;
- измерение электрического поля.



Рисунок 8 – схема контроля полимерной изоляции, используемая в Италии.

Первый способ контроля проводится с подъемом на опору и определяет наличие грубых повреждений на поверхности конструкции, однако не выявляет так называемые скрытые дефекты под защитной оболочкой, например, науглероженные дорожки на стеклопластиковом стержне. Отмечается высокая эффективность ИК/УФ контролей, но вместе с тем интерпретация данных наблюдений не является однозначной, поскольку причины, вызывающие регистрируемые излучения, могут быть не связаны с отыскиваемым видом повреждения. Так фиксируемые сигналы могут быть обусловлены электрическими разрядами на поверхности загрязненного изолятора, поэтому ИК и УФ диагностики условно следует отнести к косвенным методам.

К прямому методу можно отнести измерение электрического поля вдоль изолятора — методика, которая заимствована из технологии диагностики керамических изоляторов и приспособлена для исследования композитных изоляторов^{9,10}. Путем сравнения картины распределения электрического поля контролируемого изолятора с эталонной характеристикой устанавливается место расположения и оценивается величина поврежденного участка изоляции, скрытого под резиновой оболочкой. Вследствие значительной трудоемкости, измерения такого вида выполняются выборочно на тех изоляторах, которые по данным визуальных и ИК/УФ наблюдений идентифицированы как проблемные.

Следует сказать о постоянном совершенствовании как инструментариев диагностики, так и методов интерпретации регистрируемых параметров в части повышения чувствительности приборов и расширения программных средств по

идентификации характера и уровня повреждения. Обследование изоляции в различных энергокомпаниях осуществляется по собственной программе, но на основе выше перечисленных способов. На рис.1 представлена схема инспекции композитных изоляторов, принятая в Италии и рекомендованная для воздушных линий (ВЛ) класса 420 кВ и выше [13, 14].

2.2 Преимущества и недостатки различных типов изоляторов.

В сравнении полимерный изолятор очень сильно отличается от фарфорового размером и конструкцией.

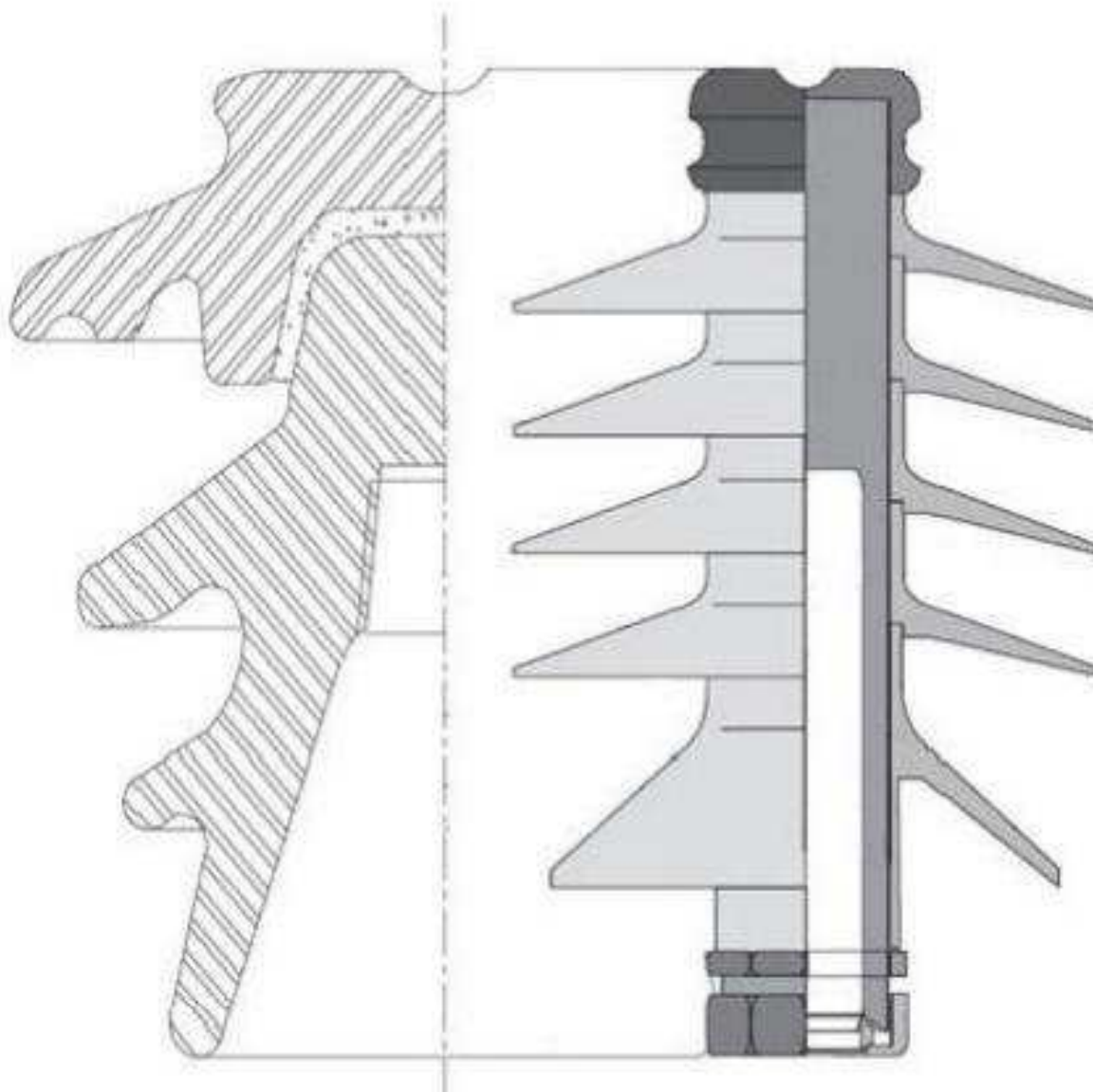


Рисунок 9 – Сравнение конструкции штыревого полимерного изолятора и фарфорового.

Таблица 1 – Преимущества и недостатки различных типов изоляторов

Тип изолятора	Преимущества	Недостатки
Фарфоровый	-Длительный срок эксплуатации; -Простота замены; -маленькая полоса отчуждения.	-Большой вес; -Хрупкость; -Объект вандализма; -Отсутствие возможности определения дефектов.
Стекланный	-Большой срок службы; -Простота замены; -Видимость повреждений.	-Большой вес; -Высокая хрупкость; -Объект вандализма.
Полимерный	-Маленькая полоса отчуждения; -Маленький вес; -Невосприимчив к актам вандализма.	-Относительно невысокий срок службы; -Скрытые дефекты; -Сложность замены

В среднем по России число повреждений ЛПИ составляет около 10^{-4} в год, это говорит о необходимости повышения качества производимых ЛПИ. Эти данные относятся лишь к изоляторам 1 поколения, выпускавшихся до 2000 года, они состоят из отдельных ребер, склеенных между собой.

При изготовлении полимерных изоляторов 2 поколения применялась цельнолитая кремнийорганическая силиконовая защитная оболочка, устойчивая к ультрафиолетовым солнечным лучам и неблагоприятной погоде. Для герметизации узла входа стержня в оконцеватель все еще использовали проклейку, именно в этом месте происходила разгерметизация стыка и к стержню проникала влага.

3 поколение – это цельнолитой изолятор с кремнийорганической оболочкой, которая наносится под высоким давлением. Сразу на оконцевателе вулканизируется. Используется бесшовная технология. Процесс производства полностью автоматический, обеспечивается повышенная надежность.

В России, как и во всем мире в целом, за счет простого технологического процесса, который не нуждается в обширных площадях и в сложном оборудовании, производство полимерных изоляторов стремительно растет, а огромный спрос привел к увеличению производителей.

Преимуществами полимерных высоковольтных изоляторов являются: высокая механическая прочность; неизменность к атмосферным загрязнениям, солнечной радиации, стабильность к внешним электрическим разрядам, высокая стойкость к перенапряжению. Полимерные изоляторы не подвергаются термическим изменениям, обладают прочностью (справляются с ударами механических нагрузок и расстрелов, эксплуатационных, механических и

электрических воздействий) и гибкостью конструкции. Присутствует отличная лиофобность, гидрофобность, слабая загрязнённость изоляционной поверхности, не нужно проводить очистку, дефектировку и профилактические работы. Отличная устойчивость к актам варварства, вандализма, обладают легким весом. Отмечена простота и удобство монтажных работ, транспортировки, обслуживания, применения.

В процессе эксплуатации и исследовательских работ выявились недостатки полимерных высоковольтных изоляторов: старение под воздействием ультрафиолета и солнечной радиации. При старении и воздействии высоких температур уменьшается механическая и электрическая прочность. Срок службы зависит от компонентов. Существует высокий риск пробоев при разгерметизации, сложность их замены, они пожароопасны. Отсутствует технология замены их при работе под напряжением, не рекомендуется применять в разъединителях класса напряжения 220 кВ и более, возможность скрытых дефектов, изменение цвета в процессе использования. Полимерные изоляторы подвержены биологическому загрязнению (грибковому) и воздействию выбросов металлургических и химических производств [15, 16].

Специфические свойства поверхности полимерных изоляторов (главным образом – гидрофобность) проявляются как при накоплении загрязнений, так и в процессе развития разряда вдоль увлажненной поверхности. Опыт эксплуатации показывает, что при прочих равных условиях загрязняемость полимерных значительно ниже, чем у аналогичных фарфоровых и стеклянных изоляторов. Гидрофобные свойства поверхности приводят к тому, что процесс развития разряда также в значительной степени затруднен. Отдельные капли воды на поверхности не имеют гальванического контакта между собой, что, по сути, не позволяет использовать понятие тока утечки и пути утечки. В качестве примера рассмотрим результаты испытаний опорного изолятора ИОСПК-10-110/480-II-УХЛ1 производства ОАО «Альфа-Энерго» после эксплуатации в течение одного года на ГПП-2 Красноярского алюминиевого завода в условиях IV степени загрязнения атмосферы, при наличии в окружающей среде кислотных выбросов и фтористых соединений, при изменении температуры окружающей среды от -400С до +400С. Испытания показали полное сохранение свойств гидрофобности, отсутствие коронирования и частичных разрядов (по уровню не более 20 пКл).

Сопротивление утечки в увлажненном состоянии соответствует показанию «бесконечность» мегомметра с приложенным напряжением 1500В. Единственным последствием годовой эксплуатации изолятора является появление серого налета загрязнений без каких-либо признаков изменения свойств самой защитной оболочки. Загрязнение снимается тряпкой с применением слабых технических растворителей (например, этилового спирта), однако их наличие не сказывается ни на гидрофобных свойствах поверхности, ни на снижении поверхностного сопротивления. В этом проявляются специфические свойства полимерной изоляции с силиконовой защитной

оболочкой, указывающие на необходимость разработки специальных процедур испытаний:

1. Свойство гидрофобности передается от поверхности защитного покрытия из силиконовой резины к загрязнениям с определенной задержкой, не имеющей значения в условиях естественных загрязнений ввиду малой скорости их появления. Этот процесс нельзя интенсифицировать при испытаниях с искусственными загрязнениями, поскольку при этом теряется одно из важных достоинств защитного силиконового покрытия.

2. Гидрофобность покрытия приводит к формированию на поверхности отдельных, не связанных между собой капель влаги. Нельзя при испытаниях интенсифицировать процесс увлажнения до уровня, при котором постоянное стекание приводит процесс увлажнения до уровня, при котором постоянное стекание воды по поверхности создает сплошную пленку, поскольку в природных условиях такой уровень увлажнения возникает крайне редко, а принудительное формирование сплошного пути утечки принципиально искажает физическую картину явлений на поверхности при увлажнении средней и малой интенсивности.

3. Практическая часть

3.1 Вероятные причины отказов полимерной изоляции оборудования ПС и способы повышения надежности эксплуатации

Диагностика любого оборудования должна начинаться с анализа особенностей его конструкции и выявления слабых мест. Слабыми местами конструкции полимерных изоляторов являются герметичность защитной оболочки в месте ее сопряжения с металлической арматурой, и граница раздела между оболочкой и стеклопластиковым стержнем. Согласно опыту эксплуатации, большинство повреждений и отказов полимерных изоляторов, так или иначе, связаны с нарушением герметичности защитной оболочки и проникновением влаги в изолятор [17].

Можно выделить три характерных вида повреждения полимерных изоляторов, которые наблюдаются в эксплуатации:

Первый вид повреждения – это образование трека на поверхности защитной оболочки и, как следствие, эрозия оболочки. Данное повреждение может возникать при эксплуатации изоляторов в районах с сильными загрязнениями, из-за воздействия поверхностных разрядов и частичных дужек в условиях увлажнения изоляторов. В районах с умеренными загрязнениями за период эксплуатации более 20 лет подобные повреждения изоляторов с кремнийорганической защитной оболочкой не наблюдались.

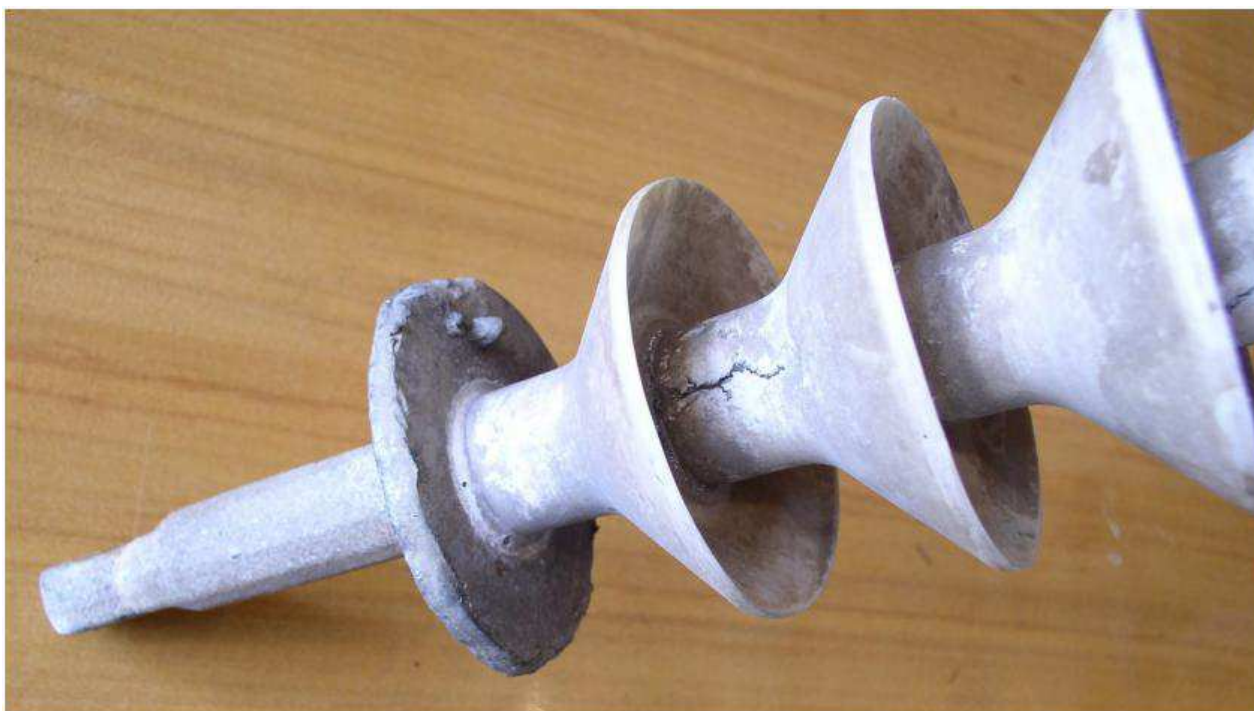


Рисунок 10 – Трек, эрозия защитной оболочки изолятора.

Второй вид повреждения – это образование дендритов в стеклопластиковом стержне и треков на границе раздела «стержень - оболочка». Зачастую это сопровождается внутренней эрозией защитной оболочки вплоть до образования сквозных отверстий. Данное повреждение

связано с проникновением влаги в изолятор. Первопричиной повреждения чаще всего является дефект конструкции изолятора, а именно: недостаточная герметичность границы раздела между оболочкой и металлической арматурой и плохая адгезия оболочки к стеклопластиковому стержню. Кроме того, нарушение герметичности может быть связано с повреждением (разрывами) оболочки при транспортировании изоляторов или монтаже. По опыту эксплуатации данный вид повреждения полимерных изоляторов является наиболее распространенным.



Рисунок 11 – Образование дендритов, треков на границе раздела, внутренняя эрозия защитной оболочки.

Третий вид повреждения – это так называемый «хрупкий излом». Как предполагается, «хрупкий излом» возникает в результате разрушения стекловолокон под действием кислот, которые образуются при частичных разрядах в изоляторе в присутствии влаги. Развитие данного повреждения, как и в предыдущем случае, связано с нарушением герметичности и проникновением влаги в изолятор. По опыту эксплуатации полимерных изоляторов в России известны только единичные случаи отказов изоляторов по причине «хрупкого излома».

Для повышения надежности изоляции практикуется покрытие поверхности изоляторов специальными химическими составами, предохраняющими от возможных пробоев изоляции и обеспечивающими в процессе эксплуатации возможность очистки изоляторов от оседающих на них проводящих осадков. Наиболее эффективно в этом отношении церезиновое покрытие.

Для повышения надежности изоляции водосодержащих пропластков также необходимо закрепление гелеобразующей композиции тампонажными материалами, обладающими одновременно высокой адгезией к металлу и горной породе, не оказывающими отрицательного воздействия на нефтяные пласты. Это связано с тем, что между водоносным и нефтеносным горизонтами

существует перепад давления и гелеобразная композиция может быть выдавлена.



Рисунок 12 – Хрупкий излом изолятора.

3.2 Новейшие методы контроля полимерной изоляции оборудования ПС и обеспечение безаварийной работы

В последнее время полимерные изоляторы получили широкое распространение благодаря своим превосходным электрическим характеристикам, особенно в условиях загрязнения: высокой гидрофобности, трекинговой стойкости, эрозионной стойкости и др. Однако наряду с существенными плюсами в сравнении с традиционными изоляторами из стекла существуют и минусы. Одним из них, наиболее значимым, является отсутствие возможности идентифицировать поврежденный в эксплуатации полимерный изолятор. Этим обусловлено сдержанное отношение к подвесной полимерной изоляции не только российских электроэнергетиков. На подвесных полимерных изоляторах этот минус проявляется особенно сильно. После короткого замыкания (КЗ) и отключения всей линии поврежденный изолятор невозможно определить. Видимых повреждений подвесной изолятор обычно не имеет. Кроме того, поврежденные изоляторы имеют остаточную электрическую прочность в несколько десятков киловольт, поэтому проверить их замером сопротивления на линии без демонтажа не представляется возможным. В итоге очевидна необходимость демонтажа всех изоляторов и проверки их в лаборатории высоким напряжением. Это связано с огромными затратами,

сопоставимыми с новым монтажом линии и длительным отключением потребителей от электроснабжения.

Ситуация до сих пор не была столь угрожающей благодаря достаточной надежности полимерных изоляторов и небольшому сроку общей эксплуатации. В настоящее время срок эксплуатации большинства полимерных изоляторов не превышает 15-20 лет. Но, как известно, ничто не вечно, и срок службы 25 лет – согласно нормативным документам – является критическим и для полимерных изоляторов. Таким образом, опасения энергетиков в аспекте возможного массового отключения линий по вине полимерной изоляции небеспочвенны. Ввиду невозможности определить на линии поврежденный изолятор не раз принималось решение о демонтаже не только полимерных изоляторов, но и других, смонтированных на этой линии, в том числе стеклянных, не дожидаясь проверки в лаборатории. Однако аварийный запас на энергопредприятиях незначителен и составляет не более 2-3 процентов от объема эксплуатируемых изоляторов. Ситуацию 100-процентного резервирования невозможно даже представить.

Контроль и диагностику состояния высоковольтной подвесной полимерной изоляции еще до разрушения в последнее время проводят путем анализа инфракрасного и ультрафиолетового излучения. Однако это сопряжено со многими трудностями. Невозможно постоянно проводить такой дистанционный контроль. Основные деструктивные процессы в изоляторе происходят в неблагоприятное для обследования время: гроза, дождь и т. п., а после высыхания изолятор может показывать вполне приемлемые результаты в ИК- и УФ-диапазоне. Тепловое излучение деструктивных процессов в изоляторе достаточно сложно установить. Это связано с очень тонким несущим стержнем (16 мм), большой площадью поверхности охлаждаемых ребер, обычными сильными ветрами на высоте эксплуатации изоляторов, низкой теплопроводностью силиконовой защитной оболочки. В случае же КЗ и отключения линии методы обследования ИК и УФ не могут быть применены в силу отсутствия напряжения линии и процессов, вызывающих эти излучения.

Таким образом, необходима система обнаружения ухудшения диэлектрических свойств, встроенная в изолятор, срабатывание которой должно четко указывать на деструктивные процессы, происходящие в изоляторе. Индикация системы должна быть легко обнаруживаема без дополнительных приборов, визуально с земли. После срабатывания индикация не должна зависеть от наличия напряжения сети для обнаружения поврежденного изолятора. Идентификация начала разрушения изолятора должна быть как можно более ранней. Вот принципы, которые были заложены в разработку полимерных изоляторов АМКА с системой раннего обнаружения ухудшения изоляции [22].

Впервые появилась возможность контролировать состояние диэлектрических свойств полимерного изолятора, находящегося в эксплуатации под напряжением. Сам изолятор благодаря встроенной системе

самодиагностики заранее информирует о начале процессов, которые могут привести в итоге к повреждению.

Изоляторы АМКА с системой самодиагностики, как и все другие изоляторы, не вечны. Но изоляторы АМКА сами предупредят энергетиков о необходимости их замены в случае ухудшения изоляционных свойств. Все параметры изоляторов полностью соответствуют ГОСТу 28856 «Изоляторы линейные подвесные стержневые полимерные [23]. Общие технические условия», в том числе и по показателю наработки на отказ до 10-51 в год. В свое время основным преимуществом стеклянных изоляторов перед фарфоровыми было прежде всего то, что пробой стеклянного изолятора можно было просто идентифицировать по разрушенной тарелке. Отпала необходимость в периодическом инструментальном контроле изоляции. В изоляторе АМКА для индикации применяется элемент из стекла, окрашенного в яркий цвет. При наличии целого контрольного элемента полимерный изолятор обладает необходимыми эксплуатационными свойствами. При его отсутствии вследствие разрушения необходимо произвести плановую замену. Система диагностики настроена на срабатывание при разрушении от 20 до 50 процентов полимерного изолятора. Таким образом, изоляторы АМКА обладают всеми плюсами как полимерных, так и стеклянных изоляторов в части диагностики их состояния.

При ухудшении электрических свойств изолятора от 20 до 50 процентов система диагностики информирует разрушением контрольного элемента. После этого изолятор может эксплуатироваться в большинстве случаев от полугода и более. При плановом осмотре линии проблемный изолятор легко обнаруживается визуально с земли без специальных приборов, по отсутствию яркого контрольного элемента. После обнаружения планово производится замена и исключается аварийная ситуация. Продолжительность возможной безаварийной дальнейшей эксплуатации изолятора после разрушения контрольного элемента зависит от многих факторов: загрязненности атмосферы, класса напряжения линии, характера повреждения, грозовой активности, времени года. Решение о сроках плановой замены изолятора принимается специалистами с учетом особенностей эксплуатации и категории потребителей. При применении изоляторов АМКА с «системой раннего обнаружения» возможна безаварийная работа воздушных линий электропередачи независимо от класса напряжения.

Конечно, возможна ситуация, когда между срабатыванием системы самодиагностики при 50-процентном разрушении и полным разрушением изолятора осмотр линии не проводится. Предположим, сигнал изолятора остался незамеченным. Но и в этом случае благодаря встроенной в изолятор системе индикации можно быстро и легко обнаружить поврежденный изолятор на отключенной линии и произвести замену.

В целом изолятор с системой самодиагностики по своим электрическим и механическим характеристикам при штатной работе не отличается от традиционных широко используемых изоляторов типа ЛК. Присоединительные

размеры изоляторов соответствуют стандартам на присоединительные размеры линейной арматуры и обычных высоковольтных изоляторов [24].

Технические характеристики изоляторов АМКА соответствуют ГОСТам на обычные изоляторы [22, 23, 24, 25].

Все квалификационные, приемо-сдаточные испытания изоляторы АМКА проходят в соответствии с этими ГОСТами и Техническими условиями, как обычные изоляторы ЛК. По всем параметрам – выдерживаемому напряжению промышленной частоты в сухом, загрязненном и увлажненном состоянии; выдерживаемому напряжению грозового импульса – изоляторы при отсутствии разрушений соответствуют обычным полимерным изоляторам. Контрольный элемент при этих испытаниях не проявляет себя в случае соответствия изолятора нормативным показателям. Однако в случае ухудшения каких-либо электрических характеристик изолятора происходит разрушение контрольного элемента.

Контрольный элемент, кроме функции мониторинга, играет еще одну роль. При верхнем расположении контрольного элемента благодаря его большому диаметру происходит защита ниже находящихся ребер изолятора от осадков и возможного попадания инородных предметов, например, от птиц. Помимо этого, стеклянный контрольный элемент между металлическим фланцем и телом изолятора значительно уменьшает возможность частичных разрядов в полимерном теле, что увеличивает надежность самого изолятора.

С использованием изоляторов АМКА разрабатываются типовые проекты изолирующих подвесок на напряжение 110 кВ, 220 кВ и 330 кВ.

Решения, заложенные в систему «раннего обнаружения» повреждений изоляторов АМКА, защищены международными патентами в России, Европе, Китае, Индии и Америке.

3.3 Механизмы ухудшения характеристик полимерных изоляторов

Полимерная изоляция среднего напряжения изменяет свои характеристики в процессе работы под влиянием различных факторов, таких как воздействие окружающей среды, электрические и механические нагрузки, радиация, температура, влага и химические вещества. Степень ухудшения характеристик изоляции определяется с помощью проведения измерения текущего значения отдельных технических параметров. Проводя анализ причин и событий, влияющих на общее ухудшение параметров изоляции можно выделить три основные группы причин вызывающих существенную деградацию технических параметров.

Во-первых, физическая деградация, это изменения в кристаллической структуре полимерной изоляции. Такие изменения могут происходить под воздействием температуры или механических нагрузок. Эти факторы влияют на состояние изоляции не сразу, а с течением времени эксплуатации, на протяжении нескольких лет. Хотя под воздействием механических нагрузок в полимерной изоляции могут появляться микротрещины.

Вторая группа причин объединяет в себе различные процессы химического разрушения изоляции. Такое разрушение изоляции может происходить вследствие температурного воздействия или химической реакции полимера с кислородом. В результате происходит деполимеризация материала изоляции, при которой прерываются длинные полимерные цепочки, в результате окисления пластмассы образуются свободные радикалы и образуются новые соединения. Такие процессы могут значительно изменить механические свойства полимерной изоляции в сторону ухудшения.

В третьей группе скомпонованы явления, которые связаны с электрическим полем. Электрическое поле обязательно возникает в проводнике под действием электрического тока. Такие явления называются электрической деградацией. Особенно сильное влияние оказывается электрическим полем при наличии в изоляции влаги. Электрический пробой изоляции может происходить вследствие одной из двух причин нарушения структуры изоляции.

В первом случае определяющее значение имеет высокая интенсивность электрического поля. В результате может происходить развитие микротрещин, возникновение газовых пузырьков, которые приводят к неравномерности слоя изоляции. Также такие дефекты могут возникать и в пространстве между кабельной арматурой и изоляцией. Таких дефектов может происходить как на стадии производства кабеля, так и во время его монтажа и эксплуатации. Когда интенсивность мелких разрядов достигает достаточной величины, они имеют возможность приводить к пробоям изоляции и вызывать полное местное разрушение изоляции.

Во втором случае нарушения изоляции происходят вследствие одновременного воздействия электрического поля, температуры и насыщения изоляционного материала влагой. В результате воздействия этих факторов появляются водяные каверны. Проникновение воды в полиэтилен происходит

по направлению электрического поля и приводит к появлению различных форм нарушений, зависящих от типа дефекта и его положения. Образование таких дефектов в изоляции представляет собой довольно длительный процесс и зависит от интенсивности электрического поля в изолирующем материале, количества влаги, температуры и механических нагрузок.

В результате обоих видов нарушений изоляции, при достижении ими критических значений, может происходить ее пробой. Электрическая деградация представляет собой случайное явление, происходящее на изоляции точечно, в отличие от физической или химической деградации, вызывающих общее ухудшение состояния изоляции.

За последние два-три десятилетия в России и за рубежом накоплен значительный опыт эксплуатации как линейных, так и опорных полимерных изоляторов. Несмотря на то что доля линейных полимерных изоляторов не превышает 1% от общего числа эксплуатирующихся на ВЛ 35-500 кВ гирлянд фарфоровых и стеклянных тарельчатых изоляторов, в абсолютном выражении объем опыта эксплуатации достаточно велик и в целом положителен. Например, подвесные изоляторы серии ЛК производства России при общем количестве 100 тыс. шт. эксплуатируются с максимальным сроком 18 лет при объеме эксплуатации 750 тыс. шт. в год. За последние 6 лет объем выпуска опорных ПИ класса 110 кВ только ООО «Альфа-Энерго» превышает 50 тыс. шт.

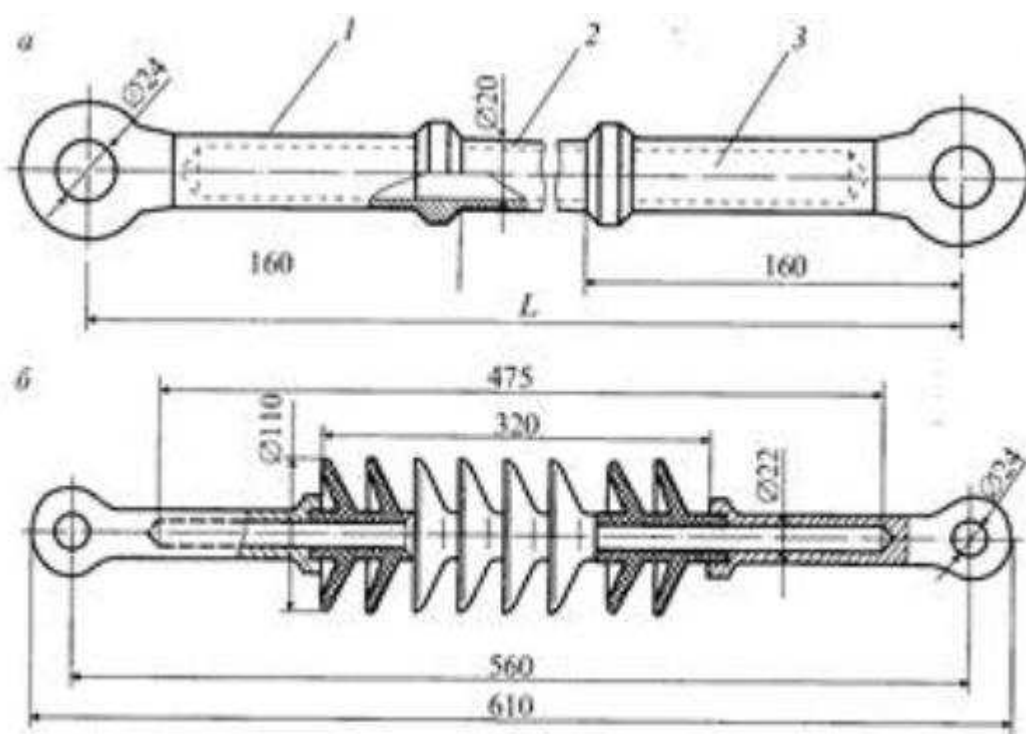


Рисунок 13 – Полимерные гладкостержневые изоляторы с фторопластовой защитой трубкой.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В Германии внедрение в эксплуатацию полимерных изоляторов признан положительным. В настоящий период времени полимерные изоляторы, установленные в районах с различными условиями загрязнения, эксплуатируются в значительном количестве двух типов: изоляторы в оболочке, вулканизирующиеся при комнатной температуре (RTV), и изоляторы с силиконовым слоем улучшенных свойств (HTV).

В Китае в эксплуатацию введены десятки тысяч подвесных полимерных изоляторов и только силиконовые, обладающие сопротивлением ультрафиолетовому излучению, озону и коронных разрядов, которые лучше других противостоят искрению подсушенных зон, трекингу и эрозии. Особенным преимуществом их является гидрофобность. В сильно загрязненных районах используются полимерные подвесные изоляторы III поколения. Варварство по отношению к полимерным изоляторам в Китае отсутствует. Ведутся соответствующие проработки по усовершенствованию конструкции изоляторов для эксплуатации в зонах интенсивной грозовой активности, контроля за изменением механических характеристик изоляторов в процессе эксплуатации, повышения надежности крепления концевой арматуры.

Таблица 2 – Данные эксплуатации линейных изоляторов в сетях 66 кВ и выше в Китае

Изолятор	Суммарно по 2012 г.		От 2007г. по 2012 г.	
	Установлено	Повреждено	Установлено	Повреждено
Фарфоровый	37,7%	0,059%	26,4%	0,04%
Полимерный	37,0%	0,068%	43,7%	0,04%
Стекланный	25,0%	0,02%	29,5%	0,01%
Фарфоровый длинно- стержневой	0,3%	0,044%	0,4%	0,02%

В Канаде уже 12 лет в распределительных сетях среднего напряжения применяются полимерные изоляторы. У изоляторов нового поколения, являющимся прогрессом полимерной технологии, за 10 – 12 лет эксплуатации в условиях слабого уровня загрязнения отсутствуют характер старения. В настоящее время на подстанции все подвесные и натяжные гирлянды заменены на полимерные изоляторы, кремнийорганическое защитное покрытие нанесено на все вводы выключателей и трансформаторов, крышки измерительных трансформаторов и разрядников и большое число опорных изоляторов. Модернизированная изоляция подстанции в зимних условиях работает надежно, хотя срок эксплуатации пока незначителен.

В различных районах Италии, в основном в условиях сильных осадков, интенсивной солнечной радиации, влаги принято решение установить

несколько тысяч полимерных изоляторов нового поколения, представленными разными изготовителями и с различными видами оболочки.

В некоторых странах, как Индия, Египет, Австралия широко функционируют полимерные детали: бустерные юбки, которые создают возможность удлинить путь утечки керамических подстанционных изоляторов.

Повреждения полимерных изоляторов в эксплуатации, как правило, обусловлены нарушением герметичности защитной оболочки и проникновением влаги в изолятор. Это наиболее распространенный вид повреждения. Для диагностики полимерных изоляторов в эксплуатации рекомендуется применять в сочетании методы ИК и УФ контроля. При этом ИК контроль следует рассматривать, как основной метод, позволяющий выявлять дефектные изоляторы на начальной стадии повреждения. УФ контроль – как дополнительный метод, позволяющий выявлять дефектные изоляторы при сильной степени повреждения.

Исходя из анализа статистических данных опыта эксплуатации полимерных изоляторов в России и зарубежных стран, было выявлено, что виной отказа является постоянное воздействие короны, приводящее к образованию трещин в полимерной оболочке и разрушению торцевого уплотнения изолятора.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Красноярск: ИПК СФУ, 2014. – с.59
2. Требования к содержанию, объему и структуре бакалаврской работы / Н. В. Дулесова [и др.]; - Абакан, 2015. – 56 с.
3. Выпускная квалификационная работа по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» : метод. Указания / сост. Н. В. Дулесова : Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан: Ред. – изд. Сектор ХТИ –филиала СФУ, 2017. – 56 с.
4. Основные конструктивные особенности полимерных изоляторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://изоляторыполимерные.рф/o-produktsii/poleznaya-informatsniya/osnovnye-konstruktivnye-osobennosti-polimernykh-izolyatorov/>
5. Способ получения полимерных изоляторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://findpatent.ru/patent/214/2143147.html>
6. Полимерные изоляторы: опыт организации производства и эксплуатации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://masters.donntu.org/2014/etf/antypov/library/5.htm>
7. Щеглов, Н. В. Современные виды изоляции: учебное пособие/ Н. В. Щеглов. – Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2011. – Ч. 4. Изоляция силовых трансформаторов. – 88 с. – Режим доступа: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=228782>
8. РД 153-34.0- 20.363-99 Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ. – Введ.01.06.2000
9. Тепловизионное. УФ-обследование электротехнического оборудования подстанций. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docplayer.ru/64087471-Тепловизионное-uf-obsledovanie-elektrotehnicheskogo-oborudovaniya-podstanciy.html>
10. Ахметшин, Э. Р. Перспектива применения полимерных изоляторов // Международный научный журнал «Наука через призму времени» 2018. – №5. С. 42–46.
11. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.rosugol.ru/upload/pdf/Energostrategiya-2030/pdf.
12. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» // Собрание законодательства РФ. 31.03.2003. № 13. Ст. 1177.
13. Особенности пробоя в электрических кабелях с полимерной изоляцией/ В. И. Крыштоб [и др.]. // Электротехника. – 2014. – № 5. – С. 60-63.
14. О надежности высоковольтных вводов 330-500 кВ с твердой полимерной изоляцией / Славинский А. З. [и др.]. - (Оборудование станций и подстанций). – // Электрические станции. – 2013. – № 3. – С. 52-55.
15. EPRI Survey of Application of Overhead Transmission Line Polymer Insulators in North America & Summary of EPRI Polymer Insulator Failure

Database. Wold Conference & Exhibition on Insulations, Arresters & Bushings. Marbellu, Spain. 2003. P. 147-157.

16. В. А. Кравченко, Е. А. Соломоник. Разработка, изготовление, опыт эксплуатации и производство полимерных изоляторов для ВЛ и подстанций напряжением 35-500 кВ в России. //Международная научно- техническая конференция. Санкт- Петербург. 2006. – 122с.

17. Трифонов В. З. Прогиб опорных полимерных изоляторов при долговременных изгибающих нагрузках [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://forca.ru/stati/podstancii/opyt-ekspluatacii-opornyh-izolyatorov.html>

18. Система самодиагностики полимерных изоляторов АМКА. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.eprussia.ru/epr/182/13334.htm>

19. Изоляция электрических аппаратов высокого напряжения / Г. Н. Александров, В. Л. Иванов. – Л.: Энергоатомиздат, 1984. – 208 с., ил.

20. Волкова О. В., Об испытательных напряжениях линейной полимерной изоляции / О. В. Волкова, А. Р. Корявин, В. З. Трифонов. // Электроэнергетика: сегодня и завтра. - 2011. - № 4. - С. 41-45.

21. Техника высоких напряжений / В. Ф Вазов., В. А.Лавринович // ТПУ, 2014 263 с.: ил.

22. ГОСТ Р 55189-2012 Изоляторы Линейные Стержневые Полимерные. Технические требования. Методы испытания. – Введ. 01.01.2014

23. ГОСТ 28856-90 Изоляторы Линейные Подвесные Полимерные. Общие технические условия. – Введ. 01.01.1992

24. ГОСТ 11359-75 Арматура линейная. Ряд разрушающих нагрузок. Соединения деталей. Параметры и размеры. – Введ. 01.01.1977

25. ГОСТ Р 52725-2007 Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. – Введ. 01.01.2008

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г.Н.
подпись
«13»

Г.Н. Чистяков
инициалы, фамилия

07 2021г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. «Электроэнергетика и электротехника»
код и наименование специальности

Изучение мирового опыта применения полимерной изоляции
тема
оборудования ПС

Руководитель

Г.Н. 13.07.21
подпись, дата

к.т.н., доцент

ученая степень, должность

Г.Н. Чистяков
инициалы, фамилия

Выпускник

И.А. 12.07.21
подпись, дата

И.А. Зарецкий
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

И.А. 12.07.2021г.
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2021