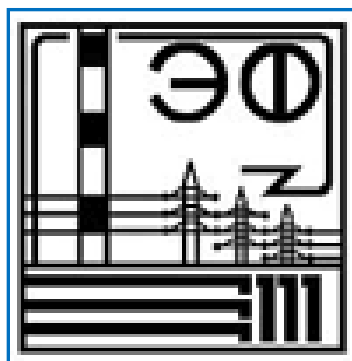


Министерство образования Республики Беларусь

Белорусский национальный технический
университет

Энергетический факультет

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ



**Материалы 70 – й
научно – технической
конференции
студентов и аспирантов**

Электронное издание

Минск 2014

УДК 621.311
ББК 31 я 43
А 43

Рецензент

Зав. кафедрой «Электротехника»
УО БГАТУ, доцент, к.т.н. *А.В. Крутов*

В сборник включены тезисы докладов 70 – й научно-технической конференции студентов и аспирантов БНТУ по секциям: «Электрические станции»; «Электрические системы»; «Электроснабжение»; «Тепловые электрические станции»; «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника»; «Электротехника и электроника»; «Экономика и организация энергетики».

Белорусский национальный технический университет.

Энергетический факультет.

пр - т Независимости, 65/2, г. Минск, Республика Беларусь

Тел.: (017) 292-42-32 Факс: 292-71-73

E-mail: ef@bntu.by

<http://www.bntu.by/ef.html>

Регистрационный № ЭИ БНТУ/ЭФ39-___.2014

СЕКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

ГРОЗОЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ. МОЛНИЕОТВОДЫ, ГРОЗОЗАЩИТНЫЕ ТРОСЫ И РАЗРЯДНИКИ.

ЯКУШЕВА Ю.С.

Научный руководитель – ассистент Мышковец Е.М.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ КАБЕЛЬНОЙ ТЕХНИКИ

ШЛЕПИКОВА А.Н.

Научный руководитель – Мышковец Е.М.

РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ И ОТДЕЛИТЕЛИ. ИХ УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

ХВАЛЮК А.О.

Научный руководитель – Мышковец Е.В.

ТРАДИЦИОННЫЕ И НОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ НАРУЖНОЙ ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ ИЗОЛЯЦИИ

СУСЬКОВА В.М.

Научный руководитель – Мышковец Е. М.

ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ: КЛАССИФИКАЦИЯ, УСТРОЙСТВО, ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

СКОК А.И.

Научный руководитель – Мышковец Е.М.

СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ДВУХОБМОТОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В РАСЧЕТАХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

САВИЦКИЙ Н.С.

Научный руководитель – Мышковец Е.В.

ФУНДАМЕНТЫ, ЗАКРЕПЛЕНИЕ ОПОР В ГРУНТЕ. ТИПЫ ФУНДАМЕНТОВ

МЕЖЕНЬ О.Д.

Научный руководитель – Мышковец Е.М.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ КАБЕЛЯ

ИГНАТЧИК В.И.

Научный руководитель - Мышковец Е.В.

ЛИНЕЙНАЯ АРМАТУРА. ВИБРОГАСИТЕЛИ.

ДЕРЮГА В.С.

Научный руководитель - Мышковец Е.М.

РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, ОТДЕЛИТЕЛИ И КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ, ИХ УСТРОЙСТВА И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

КРИВКО С. А.

Научный руководитель – Мышковец Е. М.

ГРОЗОЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ. МОЛНИЕОТВОДЫ, ГРОЗОЗАЩИТНЫЕ ТРОСЫ И РАЗРЯДНИКИ.

Якушева Ю.С.

Научный руководитель – ассистент Мышковец Е.М.

Заземление — преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством. Используется для повышения надежности работы линий электропередачи, для защиты электроаппаратуры от атмосферных и внутренних перенапряжений, а также для обеспечения безопасности обслуживающего персонала.

Различают три вида заземлений: рабочее заземление, защитное заземление и заземление грозозащиты.

Заземление подразделяют на естественное и искусственное.

На воздушных линиях (ВЛ) подлежат заземлению: опоры, имеющие грозозащитный трос или другие устройства грозозащиты; железобетонные или металлические опоры ВЛ напряжением 3—35 кВ; опоры, на которых установлены силовые или измерительные трансформаторы, разъединители и другие аппараты; металлические и железобетонные опоры ВЛ 110—500 кВ без тросов и других устройств грозозащиты, если это необходимо по условиям обеспечения надежной работы релейной защиты и автоматики. По конфигурации заземлители ВЛ делятся на контурные, подфундаментные, глубинные, протяженные. Конструкция заземлителей зависит в основном от характеристики грунта, в котором они прокладываются. Основной величиной, определяющей выбор типа и линейные размеры заземлителя, является удельное сопротивление грунта. Величина сопротивления заземляющих устройств нормируется "Правилами устройств электроустановок".

Надежность работы ВЛ во время гроз характеризуется их грозоупорностью - удельным числом отключений на 100 км линии и 100 грозových часов. Она зависит от конструкции опор, их высоты, количества грозозащитных тросов, номинального напряжения линии.

Молниезащита (грозозащита) — это комплекс технических решений и специальных приспособлений для обеспечения безопасности сооружений и зданий, а также имущества и людей, находящихся в нем. Молниезащита разделяется на внешнюю и внутреннюю. Внутренняя молниезащита представляет собой совокупность устройств защиты от импульсных перенапряжений. Внешняя молниезащита представляет собой систему, обеспечивающую перехват молнии и отвод её в землю, тем самым, защищая здание (сооружение) от повреждения и пожара. Существуют следующие виды внешней молниезащиты: молниеприемная сеть, натянутый молниеприемный трос, молниеприемный стержень. В общем случае внешняя молниезащита состоит из молниеотвода, токоотвода и заземлителя.

Для защиты ВЛ от повреждений при разрядах молний служат грозозащитные тросы, стержневые молниеотводы, разрядники и устройства заземления.

Стержневые молниеотводы на линиях применяются очень редко для защиты отдельных небольших участков линии, подверженных частому избирательному поражению молний.

Грозозащитный трос — заземлённый протяжённый молниеотвод, натянутый вдоль ВЛ над проводами. В качестве грозозащитных тросов применяются стальные канаты или сталесплавы со стальным сердечником увеличенного сечения. Грозозащитный трос подвешивается на линиях напряжением 110 кВ и выше, сооруженных на металлических и железобетонных опорах. На линиях 110—220 кВ с деревянными опорами и линиях 35 кВ трос подвешивается обычно только на подходах к подстанциям. Крепление троса к металлическим и железобетонным промежуточным

опорам ВЛ 35—110 кВ осуществляется без изоляции троса. На линиях 220 кВ и выше на промежуточных и анкерных опорах и на анкерных металлических и железобетонных опорах ВЛ 35—110 кВ трос крепится через изолятор, при этом он присоединяется к устройству заземления наглухо или через искровой промежуток. На линиях сверхвысокого напряжения иногда применяют расщепленные грозозащитные тросы, состоящие из двух проводов, соединенных изолирующими распорками.

Разрядник — электрический аппарат, предназначенный для ограничения перенапряжений в электротехнических установках и электрических сетях. Состоит из двух электродов и дугогасительного устройства. Один из электродов крепится на защищаемой цепи, второй электрод заземляется. При определенном значении напряжения между двумя электродами искровой промежуток пробивается, снимая тем самым перенапряжение с защищаемого участка цепи. После пробоя импульсом искровой промежуток достаточно ионизирован, чтобы пробиться фазным напряжением нормального режима, в связи с чем возникает короткое замыкание. Задача дугогасительного устройства — устранить это замыкание в наиболее короткие сроки до срабатывания устройств защиты.

Виды разрядников: воздушный закрытого/открытого типа (трубчатый разрядник), газовый, вентильный, магнитовентильный, длинно-искровой, нелинейный ограничитель перенапряжений.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ КАБЕЛЬНОЙ ТЕХНИКИ

Шлепикова А.Н.

Научный руководитель – МЫШКОВЕЦ Е.М.

В начале века, когда только началась разработка опытно-промышленных образцов сверхпроводниковых кабелей, трудно было представить, какие же будут итоги. По самым оптимистичным прогнозам в 2012 году ожидалось массовое промышленное производство сверхпроводниковых кабелей, по самым пессимистичным – на 2008 год планировался лишь запуск в эксплуатацию первых опытно-промышленных образцов.

1911 год: низкотемпературная сверхпроводимость

Хотя явление сверхпроводимости было открыто более ста лет назад, широкого применения в технике оно пока не нашло и лишь сегодня начинает постепенно завоевывать такие отрасли промышленности, как энергетика. Сверхпроводимость - это способность некоторых материалов при охлаждении ниже определенной температуры, именуемой критической температурой перехода, полностью утрачивать электрическое сопротивление и проводить электрический ток без потерь.

Долгое время науке были известны только сверхпроводники с крайне низкими критическими температурами перехода, лишь очень незначительно превышающими абсолютный нуль. Но поддержание столь низких температур требует использования капризного в эксплуатации жидкого гелия, что делает всю затею не только сложной, но и чрезвычайно дорогой, поэтому о применении сверхпроводимости в технических устройствах не могло быть и речи.

1986 год: высокотемпературная сверхпроводимость

Однако четверть века назад был открыт новый класс соединений, переходящих в сверхпроводящее состояние при гораздо более высоких температурах. Это - металлооксидные керамики. В обычных условиях они вообще не проводят электрический ток, зато становятся сверхпроводниками при температурах, намного превышающих температуру кипения жидкого азота. Поскольку же жидкий азот гораздо проще в обращении и несравненно дешевле, чем жидкий гелий, использование высокотемпературных сверхпроводников в технике постепенно становится реальностью.

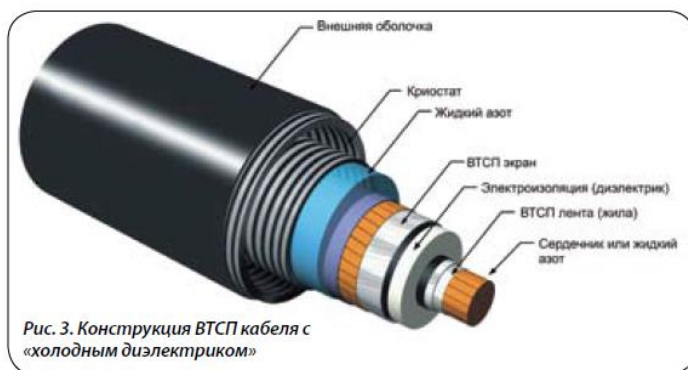
Важное преимущество сверхпроводящего кабеля перед стандартным медным состоит в практически полном отсутствии потерь при транспортировке электроэнергии. Помимо этого, сверхпроводник может обеспечить значительно более высокую плотность тока, нежели обычный медный проводник. Это чрезвычайно ценное свойство, если иметь в виду сферу энергетики. Трансформаторы, генераторы и кабели в сверхпроводящем исполнении будут намного компактнее, эффективнее и экономичнее обычных.

Главные недостатки - сложность и дороговизна. Конкретно через сверхпроводящий кабель можно пропустить в пять раз больше электроэнергии, чем через медный кабель того же сечения. Правда, нельзя не признать, что сверхпроводящий кабель - гораздо более сложное и дорогое устройство. Оно представляет собой многослойную коаксиальную конструкцию: внутренней осью служит трубка, по которой циркулирует жидкий азот, затем, если кабель предназначен для трехфазного тока, идут три слоя керамических сверхпроводников, разделенные слоями изоляции, потом - нейтральный провод, поверх него - еще одна трубка с жидким азотом, а поверх нее - вакуумная теплоизоляция по принципу термоса и наружная оболочка.

Для ознакомления с конструкцией высокотемпературного сверхпроводящего (ВТСП) кабеля рассмотрим в общих чертах два его исполнения, принципиально отличающихся друг от друга, — с «теплым» (рис.2) и «холодным диэлектриком» (рис.3). Кабель с «теплым диэлектриком» конструктивно сходен с традиционным кабелем. Охлаждение ВТСП жил производится жидким азотом. Диэлектрик накладывается поверх

криостата, что позволяет применять обычные изоляционные материалы. Следует отметить, что при производстве и монтаже такого кабеля можно использовать те же технологии, что и для обычных кабелей. Сечение криостата ВТСП кабеля с «теплым диэлектриком» меньше, чем у кабеля с «холодным диэлектриком», следовательно, его гидравлическое сопротивление будет также выше, что усложняет систему криогенного обеспечения и накладывает ограничение на максимальную длину кабельной линии. Конструкция соединительных и тоководных муфт также усложняется по сравнению с ВТСП кабелем с «холодным диэлектриком».

В кабеле с холодным диэлектриком ВТСП жила кабеля окружена коаксиальным сверхпроводящим экраном (также навитым из ВТСП лент), служащим для экранирования магнитного поля. Диэлектрик, располагается между ВТСП жилой (жилами) и



экранирующим слоем. Несомненным плюсом ВТСП кабелей с холодным диэлектриком является возможность размещения всех трех фаз в общем криостате (для класса напряжений до 35 кВ). Недостатками ВТСП кабеля с «холодным диэлектриком» является сложная технология изготовления и увеличенный расход сверхпроводящих материалов. Минимально допустимый радиус изгиба для кабелей с холодным диэлектриком также выше, чем для кабелей с теплым диэлектриком. Несмотря на это, данная конструкция получила большее распространение среди разработчиков.



В состав ВТСП КЛЭП входит не только кабель, но и система криогенного обеспечения (для охлаждения кабеля жидким азотом), концевые и соединительные муфты (как и для обычных кабелей), система мониторинга. Поэтому в связи со сложностью всех элементов (в том числе в составе самого кабеля), ни одна компания в мире пока не может реализовать проект только своими силами, и каждый существующий образец кабеля выполнялся несколькими фирмами одновременно.

Используя такие сверхпроводящие кабели, энергетики смогут обойтись более низким напряжением и вместо высоковольтных линий электропередачи (110 киловольт) строить линии среднего напряжения (10 киловольт). А это, в свою очередь, позволит отказаться от возведения понижающих трансформаторных подстанций, что в

густонаселенных городах особенно важно. Одна такая распределительная подстанция в центре города требует помещения размером с большой физкультурный зал. Благодаря сверхпроводящим линиям электропередачи мы сможем избавиться от этих громоздких сооружений. Взамен нам понадобятся только охлаждающие установки, но они гораздо компактнее - примерно с гаражный бокс на две машины.

Параллельные испытания в Эссене и Карлсруэ

Но это все - теория. Чтобы проверить концепцию на практике, Технологический институт в Карлсруэ совместно с немецким энергетическим концерном RWE и французской компанией Nexans - крупнейшим в мире производителем кабелей - разработал проект под названием AmpaCity. Цель - прокладка в центре Эссена между двумя трансформаторными подстанциями подземного сверхпроводящего кабеля среднего напряжения взамен стандартного высоковольтного. Это будет самая протяженная в мире сверхпроводящая линия электропередачи - длиной в километр. Она оттеснит на второе место нынешнего рекордсмена - кабель длиной в 600 метров в Нью-Йорке.

Эссенская трехфазная линия рассчитана на мощность 40 мегаватт и напряжение 10 киловольт, рабочая температура - минус 180 градусов Цельсия. Укладка кабеля должна быть завершена к концу 2013 года. А затем параллельно с полевыми испытаниями линии в Эссене начнутся лабораторные опыты в Карлсруэ. Здесь построен специальный стенд для экспериментов на коротком, длиной всего в 2 метра, отрезке такого же кабеля. Это позволит выяснить целый ряд вопросов, ответы на которые едва ли сможет дать пробная эксплуатация линии в Эссене: например, как поведет себя сверхпроводящий кабель в условиях перегрузки.

Заключение

Учитывая преимущества ВТСП-кабелей и интенсивность исследований и разработок в области ВТСП-технологий следует ожидать, что в ближайшее время ВТСП-кабели будут все более широко использоваться для глубокого ввода электроэнергии в крупные мегаполисы и энергоемкие комплексы, для замены отслуживших свой срок КЛ традиционного исполнения, при необходимости увеличения передаваемой мощности и при повышенных требованиях с точки зрения пожаробезопасности и экологии, а также для вывода мощности от крупных электростанций и для преодоления водных преград.

РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ И ОТДЕЛИТЕЛИ. ИХ УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

Хвалюк А.О.

Научный руководитель – МЫШКОВЕЦ Е.В.

Короткозамыкатель - это быстродействующий контактный аппарат, который по сигналу релейной защиты создает искусственное КЗ сети.

Отделитель представляет собой разъединитель, который быстро отключает обесточенную цепь после подачи команды на его привод. Если в обычном разъединителе скорость отключения очень мала, то в отделителе процесс отключения длится 0,5-1,0 с. Отделитель отсоединяет поврежденные участки электрической цепи после отключения защитного выключателя. Выключатель срабатывает от искусственного короткого замыкания, создаваемого короткозамыкателем.

Короткозамыкатель и отделитель это составные части системы отделитель — короткозамыкатель. Преимуществом этой системы является ее стоимость. Однако с появлением более дешевых элегазовых выключателей, система стала устаревать.

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат, используемый для включения и отключения электрических цепей в таких условиях, при которых на его контактах не возникает длинной открытой электрической дуги. В отключенном положении разъединителя на его контактах создается видимый разрыв.

На данный момент крупнейшие производители высоковольтного электрооборудования, такие как АBB, Siemens, Alstom, производят следующие виды разъединителей:

- горизонтально-поворотные разъединители,
- разъединители горизонтально-поворотного типа с двумя разрывами,
- разъединители пантографного и полупантографного типа,
- вертикально-поворотные (рубящие) разъединители.

Основание разъединителя состоит из сварной рамы из профильной стали, поворотных оснований. Поворотные основания - это закрытая конструкция, не требующая ухода при эксплуатации. Крепится на шпильках для регулировки. На изоляторах установлены поворотные головки. Это тоже закрытая конструкция, не требующая ухода, вращается на 360°. Токопроводы - сварная алюминиевая конструкция. Контактные пальцы выполняются из псевдосплава медь-хром-цирконий с покрытием серебром. Непосредственно контакт выполняется из меди с покрытием серебром.

Пантографные разъединители выполнены в виде отдельных полюсов, представляющих собой аппараты с контактными ножами пантографного типа. Полюс разъединителя состоит из токоведущей системы, образованной подвижным контактным ножом и неподвижным контактом, механизма контактного ножа, опорного и поворотного изоляторов, опор

Горизонтально-поворотные разъединители это наиболее часто применяемый тип разъединителей. Основание с установленным электроприводом несет на себе два опорных изолятора, опирающиеся на поворотные механизмы. Закрепленные на изоляторах контакты размыкаются посередине. Поворотные механизмы содержат по два шарикоподшипника и рассчитаны на высокие механические нагрузки. ной стойки и заземлителя.

Главные контакты рычажного разъединителя размыкаются в вертикальном направлении, допуская, тем самым, незначительные междуфазные промежутки. Главный контакт рычажного разъединителя выполняет два движения: движение в вертикальной плоскости и вращение вокруг собственной оси.

Разъединители с двойным разрывом включают три опорных изолятора. Центральный опорный изолятор установлен на вращающемся блоке. На этом изоляторе

установлены подвижные токоведущие контакты. Оба концевых опорных изолятора являются стационарными. Разъединители с двойным разрывом, в основном, применяются на подстанциях со стесненными условиями, и там, где вертикальный разрыв токовой цепи невозможен.

Кроме этих компания Siemens разрабатывает новые виды разъединителей: разъединитель с встроенным ограничителем перенапряжений и поворотный разъединитель на пяти опорных изоляторах с четырьмя последовательными разделительными промежутками и общим приводом.

ТРАДИЦИОННЫЕ И НОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ НАРУЖНОЙ ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ ИЗОЛЯЦИИ

Суськова В.М.

Научный руководитель – Мышковец Е. М.

Диэлектрики, из которых изготавливаются изоляторы, должны обладать высокой механической прочностью, поскольку изоляторы, являясь элементом конструкции, несут значительную нагрузку. Также они должны иметь высокую электрическую прочность, позволяющую создавать экономичные и надежные конструкции изоляторов. Нарушение электрической прочности изолятора может происходить или при пробое твердого диэлектрика, из которого он изготовлен, или в результате развития разряда в воздухе вдоль внешней поверхности изолятора. Диэлектрики должны быть негигроскопичны (не впитывать влагу) и не должны изменять своих свойств под действием различных метеорологических факторов. При неблагоприятных условиях (дождь, увлажненные загрязнения) на поверхностях изоляторов, устанавливаемых на открытом воздухе (изоляторов наружной установки), могут возникать частичные электрические дуги. Под их действием поверхность может обугливаться и на ней могут появляться проводящие следы — треки, снижающие электрическую прочность изоляторов. Поэтому диэлектрики для изоляторов наружной установки должны обладать высокой трекинговостойкостью.

Всем указанным требованиям в наибольшей степени удовлетворяют глазурованный электротехнический фарфор и стекло, получившие широкое распространение, а также некоторые полимерные материалы.

Фарфор является продуктом неорганической химии. Химические и физические свойства материала остаются с течением времени неизменными, так как химические реакции закончились при температуре 1300°C. В течение всего срока эксплуатации, механическая прочность не изменяется. Материал изолятора устойчив к ультрафиолетовому излучению и солнечной радиации, как и ко всем, кроме плавиковой кислоты, агрессивным химическим выбросам промышленных предприятий. Нулевая водопроницаемость и негорючесть материала.

Механические свойства фарфора – отсутствует деформация в момент приложения усилия изгиба. Для фарфора не существует термина «остаточная деформация». Температура эксплуатации изолятора практически не влияет на его механическую прочность.

Электрические свойства. На материал изолятора не оказывают влияния поверхностные электрические разряды. Со временем электрические свойства изолятора не изменяются. Высокие диэлектрические свойства фарфора практически исключают пробой изолятора.

Эксплуатационные свойства. Значительная масса. Транспортировка изоляторов требует особого внимания, так как из-за хрупкости изоляторов высока вероятность боя их посторонними предметами. Стабильность технологического процесса обеспечивает высокую надёжность изолятора. Фарфоровые изоляторы практически невозможно изготовить в кустарных условиях. Для контроля состояния изоляторов при процессах изготовления и эксплуатации достаточно достоверных и эффективных методик. Хотя наибольшая доля изоляторов, находящихся в эксплуатации приходится на фарфор, изоляторы из закаленного стекла начинают их вытеснять. Преимущества стеклянных изоляторов: они не требуют периодических испытаний под напряжением, потому что любое повреждение закаленного стекла приводит к разрушению изолирующей тарелки, которое легко обнаружить при обходе линии электропередачи эксплуатационным персоналом; процесс изготовления этих изоляторов может быть полностью автоматизирован; их прозрачность позволяет без проблем обнаружить дефекты при осмотре.

По эксплуатации можно сказать, что разрушение стеклянной части изолятора не является критическим фактором: поскольку сама гирлянда при этом остается целой и какое-то время еще может эксплуатироваться. Но если разрушение идет по механической части, с расцеплением гирлянды, что приводит к обрыву провода — это уже экстренный случай, и необходим оперативный выезд бригады для замены поврежденного участка. По фарфору ситуация аналогичная, с той лишь разницей, что на стеклодетали пробой визуально определить проще.

Изоляторы из традиционных электроизоляционных материалов (стекло, фарфор) долгое время внушали энергетикам уверенность в надежности и стабильности. Однако последние исследования и разработки конструкций изоляторов из некерамических материалов привели к появлению целого класса нового оборудования — полимерных изоляторов. Линейные и подстанционные изоляторы делятся на несколько типов: композитные (применение нескольких полимерных материалов), цельные (применен один полимерный материал), традиционные (фарфор, стекло) с полимерным покрытием, традиционные с дополнительными полимерными элементами или ребрами.

Полимерные изоляторы наружной установки изготавливаются из эпоксидных компаундов на основе циклоалифатических смол, из кремнийорганической резины, из полиэфирных смол с минеральным наполнителем и добавкой фторопласта. Такие изоляторы имеют высокую электрическую прочность и достаточную трекинг стойкость. Высокая механическая прочность полимерных изоляторов достигается посредством армирования их стеклопластиком.

В результате анализа результатов эксплуатации полимерных изоляторов необходимо выделить кремнийорганическую резину, как наилучший материал для защитной оболочки. Применение кремнийорганической резины практически решило вопрос старения полимерных изоляторов, и позволило гарантировать работоспособность изоляторов на протяжении более 30 лет. Это связано с высокой стойкостью силиконовой резины к воздействию кислот и щелочей, стойкостью к ультрафиолетовому облучению, трекинго-эрозионной стойкостью, высокими гидрофобными свойствами. Последнее свойство поверхности приводит к тому, что процесс развития разряда по поверхности затруднен из-за отсутствия сплошной проводящей пленки смачивания. Сухие промежутки между отдельными каплями воды на поверхности изолируют и ослабляют токи утечки. Вместе с отталкиванием воды силиконовые резины отталкивают и загрязнения. Все это приводит к различной природе формирования перекрытия вдоль поверхности полимерных изоляторов и традиционных керамических, различных значений понятия «длина пути утечки». В среднем удельное разрядное напряжение полимерных изоляторов в увлажненном и загрязненном состоянии в среднем в 1,5 раза больше аналогичного показателя изоляторов из керамических материалов. При замене традиционных изоляторов на полимерные длина пути утечки может быть снижена от 20% до 50%.

Но энергетики все еще опасаются массового применения полимерных изоляторов на линиях напряжением более 220 кВ. И возможно не зря. Например, зафиксированы случаи когда на линиях напряжением свыше 110 кВ оконцеватели просто обрывались, а на линиях 35-110 кВ случалось их возгорание.

Так как производство изоляторов из полимеров не требует ни значительных финансовых вложений, ни каких-то особых помещений, как при производстве изоляторов из фарфора или стекла, рост числа предприятий работающих с полимерами несколько значителен, что уже превысил число заводов выпускающих фарфоровые изоляторы. Но из-за кажущейся простоты процесса изготовления изоляторов из полимерных материалов за их производство берутся очень многие предприниматели, не имеющие порой ни малейшего понятия об электроэнергетике.

Технология изготовления, которую применяют разные производители, рецептура композиций полимерных материалов имеют различную степень разброса, что не лучшим образом влияет на выбор изоляторов для эксплуатации в различных условиях. Следствием

применения различных добавок и наполнителей, которые используются при изготовлении материала для защитной оболочки изоляторов, термином «кремнийорганическая резина» можно обозначить широкий набор абсолютно различных по свойствам, материалов. И как подтверждается международным опытом эксплуатации полимерных изоляторов, причисление их к классу «кремнийорганический» есть ещё далеко не достаточной гарантией их надёжной работы при эксплуатации в электроэнергетике. Положение ухудшается и тем, что в действующих нормативных документах на полимерные изоляторы, в отличие от нормативных документов на керамические изоляторы, отсутствуют технические требования к материалам, из которых изготавливаются составные части изоляторов, за исключением арматуры.

«Хрупкое разрушение» стержня и пробой изоляторов под оболочкой составляют максимальное число причин отказов, как и разрушение стержня от действия частичных разрядов. Вызываются такие отказы главным образом проникновением влаги через соединение изоляционной детали с металлическим оконцевателем, растрескивание стеклопластика вызванного перегревом стержня при литье оболочки и проникновением влаги через оболочку. Вопросы, повязанные с ресурсом полимерных изоляторов, долгосрочной надёжности материалов, которые используются при их производстве и т.д. Требуют дополнительного изучения, лабораторных испытаний, и опыта эксплуатации в реальных условиях. Только тогда возможной станет выработка единого мнения о достоинствах и недостатках полимерных изоляторов.

Полимеры являются продуктами органической химии. Химические и физические и свойства непрерывно изменяются, что вызвано не прекращающимся химическим процессом, продолжающимся до полного распада полимеров на мономеры. Из-за старения полимера и при повышенных температурах уменьшается механическая прочность. Ультрафиолетовое излучение и солнечная радиация ускоряет старение полимера. Подвержен влиянию практически всех выбросов металлургических и химических производств. Водопроницаемый и пожароопасный материал.

Механические свойства. У разных изоляторов значение прогиба в момент приложения усилия изгиба может быть разной. Поэтому полимерные изоляторы крайне нежелательно применять в разъединителях класса напряжения 220 кВ и более. Как показал опыт эксплуатации, даже незначительные повреждения полимерных изоляторов нарушают их электрические характеристики, что вызывает ускоренное старение полимерных изоляторов. Из-за старения полимерных материалов и при повышенных температурах уменьшается механическая прочность.

Электрические свойства. На поверхности изолятора из-за электрических разрядов возможно появление треков и, как следствие, эрозия. Из-за старения полимерных материалов неизменно уменьшается электрическая прочность. Разгерметизация изолятора может привести к его пробою, как по воздушному промежутку полости трубы, так и по внутренней поверхности трубы изолятора.

Эксплуатационные свойства. Незначительный вес. Более стойки к актам вандализма, однако существует возможность повреждения защитной оболочки при эксплуатации острыми предметами, как и при упаковке и транспортировании. Для предотвращения повреждения защитной оболочки при монтаже необходимо соблюдать осторожность. Диагностика изоляторов довольно дорогостоящая, но не всегда позволяет выявить имеющиеся скрытые дефекты. Низкое качество нанесенного цинкового покрытия не сохраняет оконцеватели некоторых изоляторов от возникновения ржавчины, после пятидесятилетнего периода эксплуатации.

Можно уверенно говорить, что пока что отсутствие опыта эксплуатации полимерных изоляторов в течение достаточно длительного времени их производства свидетельствует не в их пользу.

Доля полимерной изоляции в общем объеме эксплуатирующихся в мире изоляторов с каждым днем увеличивается. Цена полимерных изоляторов становится ниже

заменяемых фарфоровых и стеклянных, при значительно более высоких характеристиках и качестве. Новый класс высоковольтной изоляции открывает новые возможности для конструирования оборудования с новыми до сих пор недостижимыми качествами и характеристиками. Однако отсутствие длительного опыта эксплуатации не позволяет делать окончательные выводы о полимерных изоляторах.

ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ: КЛАССИФИКАЦИЯ, УСТРОЙСТВО, ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

Скок А.И.

Научный руководитель – Мышковец Е.М.

Требования, предъявляемые к выключателям, заключаются в следующем:

- 1) надежность в работе и безопасность для окружающих;
- 2) быстродействие – возможно малое время отключения;
- 3) удобство в обслуживании;
- 4) простота монтажа;
- 5) бесшумность работы;
- 6) сравнительно невысокая стоимость.

- **Масляные выключатели**

Различают масляные выключатели двух видов – баковые и маломасляные. Методы деионизации дугового промежутка в этих выключателях одинаковы. Различие заключается лишь в изоляции контактной системы от заземленного основания и в количестве масла.

Основные недостатки масляных выключателей: взрыво- и пожароопасность; необходимость периодического контроля за состоянием и уровнем масла в баке и вводах; большой объем, масла, что обуславливает большую затрату времени на его замену, необходимость больших запасов масла; непригодность для установки внутри помещений.

- **Воздушные выключатели**

В воздушных выключателях гашение дуги происходит сжатым воздухом при давлении 2-4 МПа, а изоляция токоведущих частей и дугогасительного устройства осуществляется фарфором или другими твердыми изолирующими материалами. Конструктивные схемы воздушных выключателей различны и зависят от их номинального напряжения, способа создания изоляционного промежутка между контактами в отключенном положении, способа подачи сжатого воздуха в дугогасительное устройство.

- **Элегазовые выключатели**

Элегаз (SF₆ – шестифтористая сера) представляет собой инертный газ, плотность которого превышает плотность воздуха в 5 раз. Электрическая прочность элегаза в 2 – 3 раза выше прочности воздуха; при давлении 0,2 МПа электрическая прочность элегаза сравнима с прочностью масла.

В элегазе при атмосферном давлении может быть погашена дуга с током, который в 100 раз превышает ток, отключаемый в воздухе при тех же условиях. Исключительная способность элегаза гасить дугу объясняется тем, что его молекулы улавливают электроны дугового столба и образуют относительно неподвижные отрицательные ионы. Потеря электронов делает дугу неустойчивой, и она легко гаснет. В струе элегаза, т. е. при газовом дутье, поглощение электронов из дугового столба происходит еще интенсивнее.

- **Вакуумные выключатели**

Электрическая прочность вакуума значительно выше прочности других сред, применяемых в выключателях. Объясняется это увеличением длины среднего свободного пробега электронов, атомов, ионов и молекул по мере уменьшения давления. В вакууме длина свободного пробега частиц превышает размеры вакуумной камеры.

Основными преимуществами вакуумных выключателей (по сравнению с масляными и газовыми выключателями), определяющими рост их доли на рынке, являются:

- простота конструкции;
- простота ремонта - при выходе из строя камеры она заменяется как единый блок;
- возможность работы выключателя в любом положении в пространстве;
- надежность;

высокая коммутационная износостойкость;
малые размеры;
пожаро- и взрывобезопасность;
отсутствие шума при операциях;
отсутствие загрязнения окружающей среды;
удобство эксплуатации;
малые эксплуатационные расходы.

СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ДВУХОБМОТОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В РАСЧЕТАХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

Савицкий Н.С.

Научный руководитель – Мышковец Е.В.

По характеру решаемых задач расчеты электрических сетей делятся на две части:

1. Расчеты режимов сетей. Это расчеты напряжений в узловых точках, токов и мощностей в линиях и трансформаторах в определенные промежутки времени.

2. Расчеты выбора параметров. Это расчеты выбора напряжений, параметров линий, трансформаторов, компенсирующих и других устройств.

Для производства выше указанных расчетов, прежде всего, необходимо знать схемы замещения, сопротивления и проводимости линий электропередачи и трансформаторов.

В расчетах электрических сетей с учетом трансформаторов взамен Т-образной схемы замещения, известной из курса электротехники, обычно применяют наиболее простую Г-образную схему замещения, которая значительно упрощает расчеты и не вызывает существенных ошибок.

Получается она следующим образом.

Ветвь намагничивания переносится на зажимы первичной обмотки и оказывается включенной на напряжение U_1 . Это вносит погрешность в математическую модель, так как в действительности ток намагничивания (ток холостого хода) протекает по первичной обмотке. Обычно ток холостого хода силовых трансформаторов меньше одного процента от номинального тока трансформатора, и такое упрощение считается допустимым. Все полученное выше для однофазных трансформаторов можно распространить на каждую фазу трехфазного трансформатора.

Сопротивления и проводимости Г-образной схемы замещения трансформатора, приведенные к напряжению обмотки первичного напряжения, определяются по формулам:

$$R_T = \frac{P_k U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}; \quad X_T = \frac{U_k U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}};$$

$$G_\mu = \frac{P_x}{U_{\text{НОМ}}^2}; \quad B_\mu = \frac{I_x S_{\text{НОМ}}}{100 U_{\text{НОМ}}^2} = \frac{Q_x}{U_{\text{НОМ}}^2}.$$

В такой схеме замещения отсутствует трансформация, то есть отсутствует идеальный трансформатор. Поэтому в расчетах вторичное напряжение U_2^* оказывается приведенным к напряжению первичной обмотки.

Моделирование элементов схем электрических сетей при использовании специальных программ для расчета их режимов работы удобно выполнять по П-образным схемам замещения. Такую схему замещения можно получить и для трансформатора.

Получим параметры П-образной схемы замещения на основе Г-образной схемы замещения двухобмоточного понижающего трансформатора с коэффициентом трансформации $n > 1$

Найдем напряжение и ток первичной обмотки:

$$\underline{U}_1 = n \underline{U}_2 + \Delta \underline{U}_T = n \underline{U}_2 + (R_T + jX_T) \frac{I_2}{n}, \quad (1)$$

$$I_1 = I_\mu + \frac{I_2}{n} = (G_\mu - jB_\mu) \underline{U}_1 + \frac{I_2}{n} \quad (2)$$

После подстановки (1) в (2) получим

$$I_1 = n(G_\mu - jB_\mu) \underline{U}_2 + \frac{1}{n} ((R_T + jX_T)(G_\mu - jB_\mu) + 1) I_2 \quad (3)$$

Сопоставляя выражения (1) и (3) с уравнениями четырехполосника

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= \underline{A}\underline{U}_2 + \underline{B}\underline{I}_2, \\ \underline{I}_1 &= \underline{C}\underline{U}_2 + \underline{D}\underline{I}_2 \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \underline{A} &= 1 + \underline{Z}\underline{Y}_2 = n, \\ \underline{B} &= \underline{Z} = \frac{\underline{Z}_T}{n}, \\ \underline{C} &= \underline{Y}_1 + \underline{Y}_1\underline{Z}\underline{Y}_2 + \underline{Y}_2 = n\underline{Y}_\mu, \\ \underline{D} &= 1 + \underline{Z}\underline{Y}_1 = \frac{1}{n}(1 + \underline{Z}_T\underline{Y}_\mu). \end{aligned} \quad (5)$$

Из полученных соотношений можно найти параметры П-образной схемы замещения трансформатора:

$$\begin{aligned} \underline{Z} &= \frac{1}{\underline{Z}_T}, \\ \underline{Y}_1 &= \frac{1}{\underline{Z}_T}(1 - n) + \underline{Y}_\mu, \\ \underline{Y}_2 &= \frac{n}{\underline{Z}_T}(n - 1). \end{aligned} \quad (6)$$

ФУНДАМЕНТЫ, ЗАКРЕПЛЕНИЕ ОПОР В ГРУНТЕ. ТИПЫ ФУНДАМЕНТОВ

Межень О.Д.

Научный руководитель – Мышковец Е.М.

Фундаменты служат для закрепления опор в грунте и должны обеспечивать их устойчивое положение при любых неблагоприятных сочетаниях нагрузок.

До начала работ по сооружению фундаментов должна быть произведена разбивка котлованов, выполнен подъезд, проведены очистка и планировка площадки для установки механизмов, доставлены на пикет все элементы фундамента. Разрыв во времени между разработкой котлована и монтажом элементов фундамента не должен превышать одного дня. Котлованы, при необходимости, должны быть защищены от стока в них поверхностных вод. Установка фундаментов на замороженное основание запрещается.

Классификация фундаментов определяется схемой прилагаемых к ним сил (одиночные и групповые), способом установки (закапываемые, заливаемые, забиваемые), формой сечения (прямоугольные, круглые, двутавровые, трехлучевые), способом скрепления с опорой (заливаемые, болтовые, стаканые, надеваемые на сваю, устанавливаемые в короб), конструкцией (призматические, конические, свайные с ростверком).

Конструкция фундаментов выбирается в соответствии с типом опоры, действующей на фундамент нагрузкой, а также характеристикой грунта, в который будет заделан фундамент.

В качестве фундаментов опор применяются монолитный бетон, сборный железобетон, сваи и в некоторых случаях – металлические фундаменты. При изготовлении на заводе фундаменты поступают на линию или в виде готовых к установке конструкций (подножников, свай, плит, ригелей, ростверков), или в виде отдельных деталей.

У железобетонных опор, нижний конец стойки которых заделывается в грунт, фундаментом служит низ стойки, иногда усиленный ригелями. Деревянные опоры всех типов устанавливаются без фундаментов.

Выбор типов фундаментов производится на основании установочных чертежей, разработанных для каждого типа опоры. На установочных чертежах приводятся: план расположения фундаментов; привязка ригелей, пригрузочных плит; район по гололеду и скоростной напор ветра, а для анкерно-угловых опор – угол поворота на линии. На чертежах фундаментов указывается степень уплотнения грунта засыпки.

Шифровка фундаментов основной номенклатуры определяется буквой Ф – фундамент и цифрой, которая указывает типоразмер фундамента. Специальные фундаменты имеют после первой буквы в шифре дополнительную букву С, укороченные – К, повышенные – П. После цифры, обозначающей типоразмер фундамента, через дефис проставляется буква или цифра, указывающая на его применение.

Примеры шифровки: Ф4-А – фундамент 4-го типоразмера под анкерно-угловую опору; ФС 2-4 – фундамент специальный 2-го типоразмера под опору с башмаками, имеющими четыре отверстия, т. е. фундамент с четырьмя болтами;

Анкерные плиты предназначены для крепления в грунте оттяжек или подкосов и классифицируются по форме сечения: призматические, двутавровые, трехлучевые.

Опорные плиты (ОП) применяются для закрепления в грунте стоек железобетонных опор в тех случаях, когда из-за больших сжимающих нагрузок или слабых грунтов необходимо увеличить площадь опорной стойки. Подпятники, устанавливаемые под стойки железобетонных опор для увеличения площади опирания стоек.

Ригели применяются для увеличения несущей способности фундаментов и железобетонных стоек при действии горизонтальных нагрузок и выпускаются пяти типоразмеров.

При строительстве высоковольтных линий электропередачи на вечномёрзлых грунтах наибольшее распространение имеют свайные фундаменты. Винтовые стальные сваи обладают высокой несущей способностью на выдергивающие и сжимающие нагрузки вследствие погружения без нарушения структуры грунта. Свайные фундаменты для стальных опор так же применяются в слабых грунтах.

Ростверк - верхний элемент свайного фундамента, объединяющий головные части свай, и служащий несущей конструкцией для последующего монтажа сооружений.

Диагностике должны подвергаться все железобетонные конструкции со сроком эксплуатации более 20 лет.

Повреждению железобетонных подножников и монолитных или сборных фундаментов способствуют нарушения технологии изготовления, оседание, вспучивание, вспашка, вымывание грунта под фундаментами, их старение и разрушение.

Существуют следующие виды диагностики диагностики: внешний осмотр, ультразвуковой метод, вибрационный метод.

Ультразвуковая и вибрационная диагностики могут служить надежным инструментом оценки остаточного эксплуатационного ресурса железобетонных электросетевых конструкций.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ КАБЕЛЯ

Игнатчик В.И.

Научный руководитель - Мышковец Е.В.

Выбор метода определения места повреждения кабеля зависит от характера повреждения и переходного сопротивления в месте повреждения. Повреждения в трехфазных КЛ могут быть следующих видов: замыкание одной жилы на землю; замыкание двух или трех жил на землю либо двух или трех жил между собой; обрыв одной, двух или трех жил без заземления или заземлением как оборванных, так и необорванных жил; заплывающий пробой, проявляющийся в виде короткого замыкания (пробоя) при высоком напряжении, и исчезает (заплывает) при номинальном напряжении.

Характер повреждения определяют с помощью мегомметра. Для этого с обоих концов линии проверяют:

сопротивление изоляции каждой жилы кабеля по отношению к земле (фазная изоляция), сопротивление изоляции жил относительно друг друга (линейная изоляция); целостность токоведущих жил.

Во многих случаях для определения места повреждения кабеля необходимо, чтобы сопротивление в месте повреждения между жилами или между жилой и оболочкой было как можно меньше. Снижение этого переходного сопротивления до необходимого предела выполняют прожиганием изоляции кенотроном, генератором высокой частоты, трансформатором. Процесс прожигания протекает по-разному, в зависимости от характера повреждения и состояния кабеля. Обычно через 15-20 сек. сопротивление снижается до нескольких десятков Ом. При увлажненной изоляции процесс проходит более длительно, и сопротивление удается снизить только до 2000 – 3000 Ом. Процесс прожигания в муфтах проходит длительно, иногда несколько часов, причем сопротивление резко изменяется, то снижаясь, то снова возрастая, пока не установится процесс, и сопротивление не начнет снижаться.

При повреждении КЛ предварительно определяют зону повреждения (относительные методы), и после этого различными методами (абсолютные или картографические) уточняют на трассе непосредственно место повреждения. Для более точного определения зоны повреждения желательно выполнять с одного конца КЛ несколькими методами, если такая возможность отсутствует, более точный результат дает измерение одним методом с обоих концов кабеля.

Для определения зоны повреждения используют такие основные методы:

- a) импульсный метод;
- b) метод колебательного разряда;
- c) метод петли;
- d) емкостной метод.

Импульсный метод

Этот метод применяется для определения зоны повреждения кабеля в любых случаях, кроме заплывающего пробоя, при переходном сопротивлении до 150 Ом.

Метод основан на измерении интервала времени между моментами подачи зондирующего импульса переменного тока и приема отраженного импульса от места повреждения. Скорость распространения импульсов в кабельных линиях высокого и низкого напряжения величина постоянная и равна 160 м/мкс. Поэтому по времени пробега импульса до места повреждения и обратно определяют расстояние до точки повреждения кабеля.

$$L_x = N_x * V/2 = 80 T_x$$

Измерения производятся прибором рефлектометром РЕЙС-105Р. На экране прибора имеется линия масштабных отметок и линия импульсов. По форме отраженного импульса

можно судить о характере повреждения. Отрицательное значение отраженный импульс имеет при коротких замыканиях и положительное при обрыве жил.

Метод колебательного разряда

Этот метод применяется при заплывающих пробоях кабелей. Для измерения на поврежденную жилу подается от кенотронной испытательной установки напряжение, которое плавно поднимается до напряжения пробоя. В момент пробоя в кабеле возникает разряд колебательного характера. Период колебаний определяет расстояние до точки повреждения, так как скорость электромагнитная волна распространяется в кабеле с постоянной скоростью. Измерение выполняется рефлектометром РЕЙС-105Р

Метод петли

Этот метод основан на измерении сопротивлений при помощи моста постоянного тока. Применение метода возможно при повреждении одной или двух жил кабеля и наличии одной здоровой жилы. При повреждении трех жил можно использовать жилу рядом проложенного кабеля. Для этого поврежденную жилу накоротко соединяют с целой с одной стороны кабеля, образуя петлю. К противоположным концам жил присоединяю регулируемые сопротивления моста. Равновесие моста будет при условии:

$$R1 / R2 = Lx / L + (L - Lx)$$

Так как сопротивление жилы прямо пропорционально ее длине, то

$$Lx = 2L * R1 / (R1 + R2), \text{ где}$$

R1 и R2 – регулируемые сопротивления моста, (Ом);

L – длина трассы; Lx – расстояние до точки повреждения, (м).

К недостаткам этого метода следует отнести большие затраты времени на измерение, меньшую точность измерения, необходимость установки закороток. Поэтому петлевой метод сейчас вытесняется импульсным методом и методом колебательного разряда.

Емкостный метод

Этот метод применяется для определения расстояния от конца линии до места обрыва одной или нескольких жил кабельной линии путем измерения емкости кабеля. Метод основан на измерении емкости оборванной жилы с помощью моста переменного или постоянного тока, так как емкость кабеля зависит от его длины:

а) Обрыв одной жилы в трехжильном кабеле;

б) Схема на постоянном токе: П – потенциометр, Сэт – эталонный конденсатор, С1 – емкость поврежденной жилы;

с) Схема на переменном токе.

При обрыве жилы кабеля без заземления измеряется емкость оборванной жилы с обоих концов. Считая, что длина кабеля делится пропорционально измеренным емкостям С1 и С2 имеем

$$C1 / Lx = C2 / L - Lx, \text{ где}$$

Lx – расстояние до места обрыва;

L – полная длина линии.

Тогда

$$Lx = D * C1 / (C1 + C2)$$

После определения зоны повреждения в этот район направляется оператор для определения места повреждения. Для этого используют акустический, индукционный или метод накладной рамки.

Акустический метод

Сущность акустического метода состоит в создании в месте повреждения искрового разряда и прослушивании на трассе вызванных этим разрядом звуковых колебаний, возникающих над местом повреждения. Этот метод применяют для обнаружения на трассе всех видов повреждения с условием, что в месте повреждения может быть создан электрический разряд. Для возникновения устойчивого искрового разряда необходимо, чтобы величина переходного сопротивления в месте повреждения превышала 40 Ом.

Слышимость звука с поверхности земли зависит от глубины залегания кабеля, плотности грунта, вида повреждения кабеля и мощности разрядного импульса. Глубина прослушивания колеблется в пределах от 1 до 5 м. Применение этого метода на открыто проложенных кабелях, кабелях в каналах, туннелях не рекомендуется, так как из-за хорошего распространения звука по металлической оболочке кабеля можно допустить большую ошибку в определении места повреждения.

В качестве генератора импульсов применяется кенотрон с дополнительным включением в схему высоковольтных конденсаторов и шарового разрядника. Вместо конденсаторов можно использовать емкость неповрежденных жил кабеля. В качестве акустического датчика используют датчики пьеза – или электромагнитной системы, преобразующие механические колебания грунта в электрические сигналы, поступающие на вход усилителя звуковой частоты. Над местом повреждения сигнал наибольший. В качестве прибора можно использовать течтрассопоисковый комплект «ЛИДЕР».

Индукционный метод

Этот метод применяют для непосредственного отыскания на трассе кабеля мест повреждения при пробое изоляции жил между собой или на земле, обрыве с одновременным пробоем изоляции между жилами или на земле, для определения трассы и глубины залегания кабеля, для определения местоположения соединительных муфт.

Сущность метода заключается в фиксации с поверхности земли с помощью приемной рамки характера изменения электромагнитного поля над кабелем при пропускании по нему тока звуковой частоты (800 – 1200 Гц) от долей ампера до 20 А в зависимости от наличия помех и глубины залегания кабеля. ЭДС, наводимая в рамке зависит от токораспределения в кабеле и взаимного пространственного расположения рамки и кабеля. Зная характер изменения поля, можно при соответствующей ориентации рамки определить трассу и место повреждения кабеля. Более точные результаты получают при прохождении тока по цепи «жила – жила», для этого выжиганием однофазные замыкания переводят в двух и трехфазные или создают искусственную цепь «жила – оболочка кабеля», разземляя последнюю с двух сторон и подключая генератор к жиле и оболочке кабеля.

Силовые линии поля тока «жила – земля» представляют собой концентрические окружности, центром которых является ось кабеля. (после одиночного тока).

При использовании цепи «жила – жила» ток, идущий по прямому и обратному проводам, создает два концентрических магнитных поля, действующих в противоположных направлениях (поле пары токов). При расположении жил в горизонтальной плоскости результирующее поле на поверхности земли наибольшее, а при расположении жил в вертикальной плоскости – наименьшее. Поскольку кабели имеют скрутку жил, то в рамке, расположенной вертикально и перемещаемой вдоль трасс кабеля будут индуцироваться ЭДС, изменяющаяся от минимума при вертикальном расположении жил, до максимума при горизонтальном расположении жил.

При отыскании повреждения необходимо помнить, что сигнал за местом повреждения затухает на расстоянии не более половины шага. Используя этот метод определяют трассу кабеля, место расположения соединительных муфт по усилению звучания в телефоне из-за увеличенного расстояния между жилами, защитную металлическую трубу по резкому уменьшению уровня звука, так как труба является экраном и глубину прокладки кабеля. Для определения глубины прокладки кабеля сначала находят линию трассы кабеля и проводят черту. Затем, располагая ось рамки под углом 45 градусов к вертикальной плоскости, проходящей через ось кабеля, до момента отсутствия в рамке индуцированного ЭДС. Расстояние от этого места до трассы, отмеченной чертой, равно глубине залегания кабеля.

Метод накладной рамки

Этот метод применяют для непосредственного обнаружения места повреждения кабеля. Метод удобен при открытой прокладке кабеля; при прокладке в земле необходимо

открыть несколько шурфов в зоне повреждения. Метод основан на том же принципе, что и индукционный. Генератор подключают к жиле и оболочке или между двумя жилами. На кабель накладывают рамку и поворачивают ее вокруг оси. До места повреждения будут прослушиваться два максимума и два минимума сигнала от поля пары токов. За местом повреждения при вращении рамки будет прослушиваться монотонный сигнал, обусловленный магнитным полем одиночного тока.

ЛИНЕЙНАЯ АРМАТУРА. ВИБРОГАСИТЕЛИ.

Дерюга В.С.

Научный руководитель - Мышковец Е.М.

Стандартная линейная арматура ВЛ с голыми проводами в зависимости от назначения бывает следующих типов:

Натяжная — служит для крепления проводов (или тросов) на анкерных опорах к натяжным гирляндам (клиновые, болтовые и прессуемые зажимы).

Поддерживающая — служит для крепления проводов или тросов к гирляндам промежуточных опор (глухие, качающиеся, выпускающие и скользящие зажимы). В глухих зажимах провода закрепляют наглухо, а в выпускающих их закрепляют так же жестко, но они выскальзывают из зажима при обрыве провода или отклонении гирлянды от вертикали на 40° ; в качающемся зажиме провод закрепляется в лодочке, которая имеет возможность качаться в зажиме.

Сцепная — служит для сцепления элементов гирлянд изоляторов между собой и крепления гирлянд и тросов к опоре (скобы, серьги, пестики, ушки, промежуточные звенья и коромысла).

Защитная — служит для защиты изоляторов от повреждения в случаях образования дуги короткого замыкания, а проводов от разрушения вследствие вибрации (рога, кольца, разрядники, виброгасители).

Соединительная — служит для соединения проводов и тросов в местах, подверженных тяжению — в пролете (различные зажимы, монтируемые обжатием или прессованием).

Контактная — служит для соединения и ответвления проводов и тросов в местах, находящихся под тяжением — в петлях анкерных опор.

Рассмотрим более подробно защитную линейную арматуру, а точнее виброгасители.

Вибрация проводов

При обтекании проводов потоком воздуха, направленным поперек оси линии или под некоторым углом к этой оси, с подветренной стороны провода возникают завихрения. При совпадении частоты образования вихрей с одной из частот собственных колебаний натянутого провода последний начинает колебаться в вертикальной плоскости. Такие колебания провода с амплитудой, не превышающей 0,005 длины полуволны или двух диаметров провода, называются вибрацией.

Вибрация проводов возникает при скоростях ветра 0,6—0,8 м/с; при увеличении скорости ветра увеличиваются частота вибрации и число волн в пролете, при скорости ветра свыше 5—8 м/с амплитуды вибрации настолько малы, что не опасны для провода.

Опыт эксплуатации показывает, что вибрация проводов наблюдается чаще всего на линиях, проходящих по открытой и ровной местности. На участках линий в лесной и пересеченной местности продолжительность и интенсивность вибраций значительно меньше. Вибрация проводов наблюдается, как правило, в пролетах длиной более 120 м и усиливается с увеличением пролетов. Особенно опасна вибрация на переходах через реки и водные пространства с пролетами длиной более 500 м. Опасность вибрации заключается в обрывах отдельных проволок на участках их выхода из зажимов.

Пляска проводов

Пляска проводов, так же как и вибрация, возбуждается ветром, но отличается от вибрации большой амплитудой, достигающей 12 - 14 м, и большой длиной волны. Пляска проводов также наблюдается при гололеде. Гололед отлагается на проводах преимущественно с подветренной стороны, вследствие чего провод получает неправильную форму. При воздействии ветра на провод возникает подъемная сила, вызывающая пляску провода. Опасность пляски заключается в том, что колебания проводов отдельных фаз, а также проводов и тросов происходят несинхронно; часто

наблюдаются случаи, когда провода сближаются или даже схлестываются. При этом происходят электрические разряды, вызывающие оплавление отдельных проволок, а иногда и обрывы проводов.

Методы борьбы с вибрацией проводов

Защита от вибрации не нужна на линиях с расщеплением фазы на два, три и четыре провода. Участки любых линий, защищенные от поперечных ветров, не подлежат защите от вибрации. На больших переходах рек и водных пространств защита необходима независимо от напряжения в проводах.

Как правило, снижение напряжений в проводах линий до значений, при которых не требуется защиты от вибрации, экономически невыгодно. Поэтому на линиях напряжением 35 - 330 кВ обычно устанавливаются виброгасители, выполненные в виде двух грузов, подвешенных на стальном тросе. Виброгасители поглощают энергию вибрирующих проводов и уменьшают амплитуду вибрации около зажимов. Виброгасители должны быть установлены на определенных расстояниях от зажимов, определяемых в зависимости от марки и напряжения провода.

РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, ОТДЕЛИТЕЛИ И КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ, ИХ УСТРОЙСТВА И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

Кривко С. А.

Научный руководитель – Мышковец Е. М.

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения при отсутствии в них тока, а также для обеспечения безопасности производства ремонтных работ (создание видимого разрыва).

Разъединители не имеют дугогасительных устройств, поэтому ими нельзя отключать токи нагрузки. В связи с этим разъединители нормально используют для включения и отключения цепей, предварительно отключенных выключателем.

Однако разъединителями допускается включать и отключать дугогасящие катушки при отсутствии в сети замыканий на землю; нейтрали силовых трансформаторов, измерительные трансформаторы напряжения, токи намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов, зарядные токи кабельных и воздушных линий электропередач (величины этих токов установлены правила технической эксплуатации (ПТЭ)).

Разъединителем, кроме того, разрешается производить операции включения и отключения, если он надежно зашунтирован низкоомной параллельной цепью (шиносоединительным или обходным выключателем).

Разъединители имеют относительно простую конструкцию и снабжаются ручными или электродвигательными приводами. По числу полюсов они могут быть одно- и трехполюсные, по роду установки – для внутренних и наружных установок, по конструкции – рубящего, поворотного, катящегося, пантографического и подвесного типа с заземляющими и без заземляющих ножей.

По способу установки различают разъединители с вертикальным и горизонтальным расположением ножей.

Для внутренней установки изготавливаются разъединители рубящего типа на напряжение 6–35 кВ: однополюсные серии РВО и трехполюсные серии РВ, РЛВ, РВФ, РВК, РВУ, РВРЗ (Р – разъединитель, В – внутренней установки, Л – с линейными контактами, Ф – фигурные изоляторы, К – коробчатое сечение контактов, У – усиленное исполнение, Р – рубящего типа, З – с заземляющими ножами).

Однополюсные разъединители (РВУ, РВК, РВРЗ) монтируются на опорных изоляторах, установленных на раме. На одном изоляторе шарнирно закреплен нож разъединителя, на втором – неподвижный контакт. Для включения и отключения ножа используются рычажные приводы.

Трехполюсный разъединитель состоит из трех однополюсных разъединителей, смонтированных на общей раме из профильной стали, и имеет один общий привод. Разъединители для внутренней установки (РВ, РВО, РЛВ) на номинальный ток до 1000 А изготавливаются с ножом, состоящим из двух параллельных полос, что увеличивает их динамическую стойкость. Дело в том, что разъединитель с подводящими шинами образует П-образный контур, в котором при протекании токов КЗ возникают электродинамические усилия, стремящиеся выбросить нож из контактов.

Для предотвращения самопроизвольного отключения разъединителя в этом режиме используются силы притяжения между двумя параллельными полосами, вызывающие увеличение давления в контакте и повышение сил трения в нем. Кроме того, применяется магнитный замок, состоящий из двух стальных пластин, которые, намагничиваясь при прохождении больших токов по ножу разъединителя, также притягиваются друг к другу.

Разъединители (РВРЗ и РВК) изготавливаются на токи от 3000 до 8000 А и выполняются в виде отдельных полюсов. Каждый полюс снабжен валом и изолирующей тягой. Валы отдельных полюсов соединяются в один общий вал при помощи соединительных муфт. Нож разъединителя РВК на 3000 А состоит из двух медных

швеллеров, расположенных полками наружу; у разъединителей на токи 4000–8000 А имеется четыре швеллера, расположенных в два этажа.

В комплектных распределительных устройствах (КРУ, КРУН, КРУЭ) вместо разъединителей применяются разъединяющие (втычные) контакты (розеточного, щеточного и других типов). Они состоят из неподвижных и подвижных частей. Неподвижные части разъединяющих контактов размещаются на изоляторах в шкафах КРУ. Подвижные части монтируются на выкатной тележке с выключателем. При вкатывании тележки в шкаф подвижные разъединяющие контакты замыкаются с неподвижными контактами, обеспечивая присоединение выключателя к электрической цепи. При выкатывании тележки из шкафа с предварительно отключенным выключателем разъединяющие контакты размыкаются, и выключатель отсоединяется от оборудования цепи.

Разъединители наружной установки имеют изоляторы с хорошо развитой ребристой поверхностью. Наибольшее распространение получили разъединители наружной установки рубящего и поворотного типа, с заземляющими ножами и без них.

Разъединители рубящего типа серии РЛН (РЛНЗ) и РОН (РОНЗ) (Р – разъединитель, Л – линейные контакты, О – однополюсный, Н – наружной установки, З – с заземляющими ножами) имеют три колонки изоляторов: две неподвижные, на которых закреплены шарнирно-подвижный и жестко неподвижный контакты главного ножа и одна подвижная, выполняющая роль тяги. При включении и отключении подвижный нож разъединителя движется в вертикальной плоскости. Контактные системы таких разъединителей на напряжение 35 кВ и выше имеют приспособления для ломки льда. Недостатком этих разъединителей являются большие габариты и необходимость ледокольных приспособлений.

Разъединители горизонтально-поворотного типа выпускаются на напряжения 10–750 кВ серии РЛНД, РЛНДА (Д – двухколонковый, А – с алюминиевыми ножами). В этих разъединителях главный нож состоит из двух подвижных частей, каждая из которых жестко закреплена на опорном изоляторе.

Изоляторы установлены в подшипниках и связаны между собой у основания системой рычагов. Привод приводит во вращение один из изоляторов среднего полюса, а от него движение передается всем остальным изоляторам. Вместе с изоляторами проворачиваются и ножи разъединителя ($\sim 90^\circ$).

Разъединители поворотного типа по сравнению с разъединителями рубящего типа проще в изготовлении, требуют меньшего числа изоляторов. Вес и стоимость их также ниже. Однако они требуют несколько большего расстояния между полюсами, поскольку в отключенном положении ножи приближаются к соседним фазам.

В установках 500–750 кВ находят применение пантографические одноколонковые и подвесные разъединители.

Пантографические разъединители со складывающимися ножами имеют сложную конструкцию.

В настоящее время для электроснабжения потребителей, получающих электроэнергию от системы, применяются понижающие подстанции без выключателей на стороне питания (рис. 2.2). Применение таких схем значительно сокращает стоимость и сроки сооружения понижающих подстанций. На таких подстанциях вместо выключателей применяется комплект, состоящий из короткозамыкателя (QN) и отделителя (QR).

Короткозамыкатель – это аппарат, предназначенный для автоматического замыкания одной фазы установки на землю.

Отделитель – это трехфазный аппарат, обеспечивающий автоматическое отключение цепи при отсутствии тока в ней.

В приведенной на рис. 1 схеме при повреждении трансформатора Т1 на подстанции П1 срабатывает релейная защита и подает команду на включение короткозамыкателя $QM1$. Он включается, и возникает однофазное КЗ. На питающем конце ЛЭП W2 срабатывает

защита, отключает выключатель Q2. При этом запускается устройство автоматического повторного включения (АПВ) выключателя Q2.

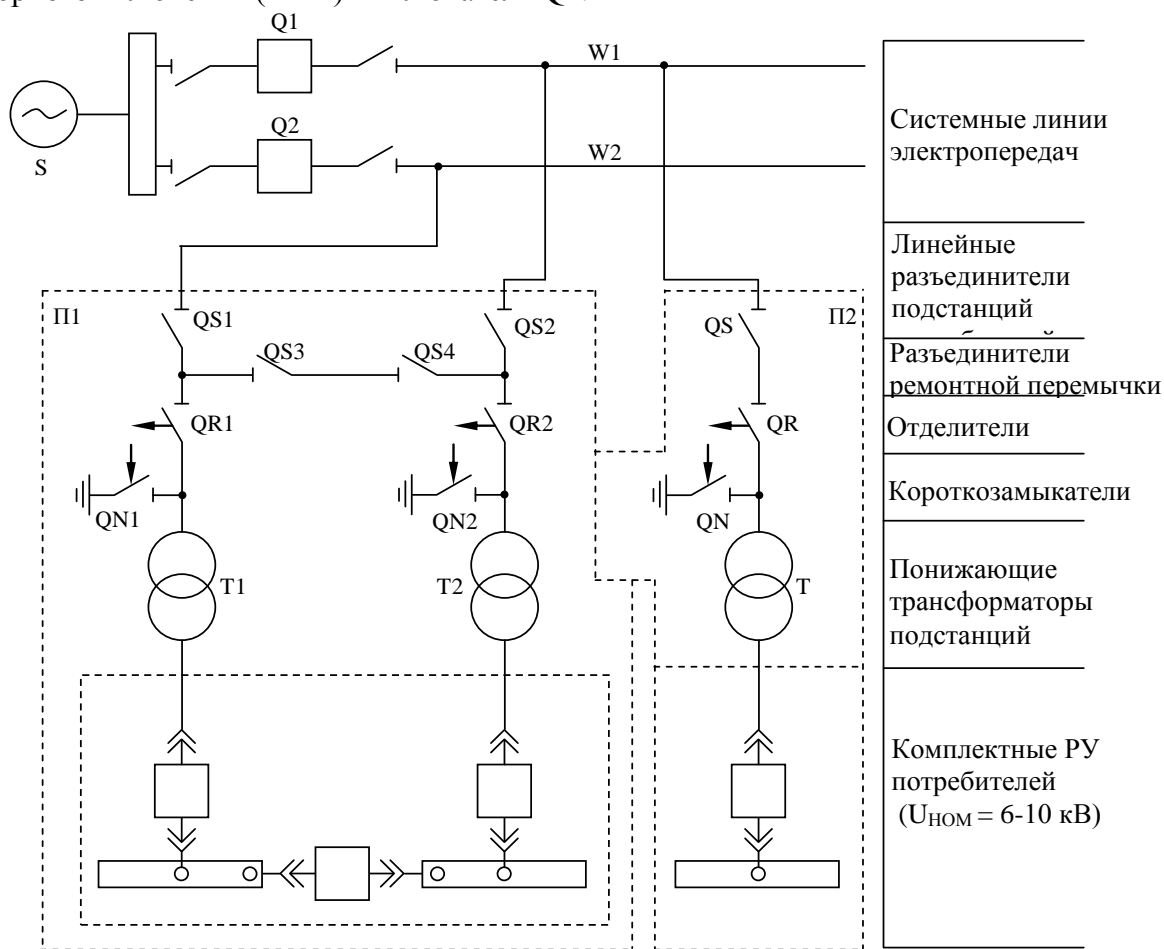


Рисунок 1 – Понижающие подстанции без выключателей на стороне питания

После отключения линии по факту исчезновения тока КЗ на подстанции П1 автоматически отключается отделитель QR1. С выдержкой времени $t_{АПВ}$ включается выключатель Q2, и нормальная работа линии восстанавливается, поскольку участок с повреждением отделен отключившимся к этому времени отделителем.

Короткозамыкатели выполняются как однополюсные разъединители. Они снабжаются включающим пружинным приводом, имеющим время включения 0,12–0,3 с. Отключение их производится вручную.

Отделители по конструкции не отличаются от разъединителей горизонтально-поворотного типа и имеют пружинный привод на отключение. Время отключения отделителя с пружинным приводом составляет 0,4–0,5 с.

Короткозамыкатели и отделители открытой конструкции ненадежно работают при морозе и гололеде. Поэтому взамен открытой конструкции QN и QR могут применяться аппараты с контактной системой, расположенной в закрытой камере, заполненной элегазом (SF_6).

Элегазовые короткозамыкатели и отделители выполняются однополюсными. Их контактные камеры состоят из фарфорового корпуса, заполненного элегазом под давлением 0,3 МПа, и двух контактов – неподвижного и подвижного. Специальных устройств для гашения дуги не предусмотрено.

Неподвижный контакт – розеточного типа. Ламели контакта от обгорания защищены экраном. Подвижный контакт в короткозамыкателях выполняется стержневым с цилиндрическим экраном.

В отделителях подвижный контакт выполнен полым с экраном. Разрыв между контактами – 90 мм.

Контактная камера элегазового отделителя 110 кВ является модулем для аппаратов более высокого напряжения.

Достоинством элегазовых QN и QR является четкая работа при любых внешних условиях. Кроме того, время их включения и отключения меньше, чем у аппаратов открытого типа.