

Министерство сельского хозяйства РФ

ФГБОУ ВО Брянский ГАУ

Институт энергетики и природопользования

Кафедра “Электроэнергетики и автоматики”

Кисель Ю.Е.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ

Методические указания к лабораторным работам
для студентов очного и заочного обучения
направления подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Брянская область
2019

УДК 621.311.4 (076)

ББК 31.277

К 44

Кисель, Ю. Е. Электрические станции и подстанции: методические указания к лабораторным работам для студентов очного и заочного обучения направления подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника / Ю. Е. Кисель. – Брянск: Изд-во Брянский ГАУ, 2019. – 95 с.

Методические указания являются руководством к лабораторным работам по курсу “Электрические станции и подстанции” для бакалавров всех направлений очного и заочного обучения. В процессе выполнения лабораторных работ студенты изучают устройство и технические характеристики электрических аппаратов электрических станций, электрических сетей и промышленных предприятий. В методические указания содержат необходимые данные для оформления отчета и вопросы к защите лабораторных работ.

Рецензент: к.т.н., доц. Безик В.А.

Рекомендовано к изданию методической комиссией института энергетики и природопользования Брянского государственного аграрного университета, протокол № 10 от 31 мая 2019 года.

© ФГБОУ ВО Брянский ГАУ, 2019

© Ю.Е. Кисель, 2019

СОДЕРЖАНИЕ

Правила электробезопасности во время лабораторных занятий	4
Лабораторная работа № 1. Конструкция и принцип действия предохранителей	5
Лабораторная работа № 2. Выбор предохранителей для электроустановок	12
Лабораторная работа № 3. Изучение автоматических выключателей для защиты электроустановок	21
Лабораторная работа № 4. Оптимальные режимы использования силовых масляных трансформаторов однотрансформаторных подстанций	26
Лабораторная работа № 5. Экспериментальное определение экономичного режима работы трансформатора	32
Лабораторная работа № 6. Масляные выключатели	35
Лабораторная работа № 7. Электромагнитные и вакуумные выключатели	47
Лабораторная работа № 8. Измерительные трансформаторы тока .	53
Лабораторная работа № 9. Измерительные трансформаторы напряжения	72
Список литературы	94

ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ

Лабораторные стенды являются действующими электроустановками и при определенных условиях могут стать источником опасности поражения электрическим током. Тело человека обладает свойством электропроводности и при соприкосновении с токоведущими частями установки, находящимися под напряжением, оно становится звеном электрической цепи. Возникший в теле человека электрический ток может вызывать ожог кожи (электрическую травму) или нанести тяжелые поражения нервной, сердечной и дыхательной системам организма (электрический удар).

Установлено, что как постоянный, так и переменный электрические токи при величине 0.05А являются **опасными**, а при величине 0.1А- **смертельными**. Понятно, что опасность возрастает с увеличением напряжения.

Поэтому следует всегда помнить о возможности поражения электрическим током и соблюдать следующие меры предосторожности:

1. Прежде, чем приступить к соединению устройств, расположенных на стенде, убедись, что контакты автоматов сетей **разомкнуты**, а указатели положения элементов регулирования лабораторных автотрансформаторов и источников питания расположены в позиции “**Нуль**” или “**Выкл**”.

2. Включать автоматы сетей и проводить первое опробование цепей с регулируруемыми источниками питания можно только с разрешения **преподавателя**.

3. При сборке цепей избегайте пересечения проводов и обеспечьте высокую плотность контактов всех разъемных соединений. Неиспользованные провода уберите с монтажных панелей в отведенное для них место.

4. Убедитесь в исправности изоляции соединительных проводов. Не пользуйтесь проводами без наконечников или штырей.

5. Выполнять какие-нибудь пересоединения или разборку цепи под напряжением в работающей установке **категорически запрещено**.

6. **Помните**, что отключенный конденсатор может сохранить опасный остаточный заряд, и не забывайте **разрядить** его до включения в цепь.

7. **Не прикасайтесь** к неизолированным элементам соединительных и коммутационных устройств, находящихся под напряжением.

8. **Не приближайтесь к вращающимся частям** электрических машин. **Помните**, что даже гладкий вал способен “схватывать” части одежды (платья, галстуки, шарфы и др.) и волосы.

9. Обнаружив любую неисправность в электротехническом устройстве, находящемся под напряжением, **немедленно отключите** и сообщите об этом преподавателю.

10. **Не допускайте холостого хода** трансформаторов тока и двигателей постоянного тока последовательного возбуждения. Помните, что это **опасно!**

В случае поражения электрическим током следует немедленно **отключить** установку от сети, **освободить** пострадавшего от действия электрического тока и **поставить в известность** о случившемся преподавателя, в обязанности которого входит оказание первой помощи до прибытия вызванного врача.

Ответственность за соблюдение правил техники электробезопасности **возглавляется на студентов** работающих в лаборатории, а контроль за их выполнением ведется преподавателем и сотрудниками кафедры, участвующими в проведении лабораторных занятий.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

КОНСТРУКЦИЯ И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

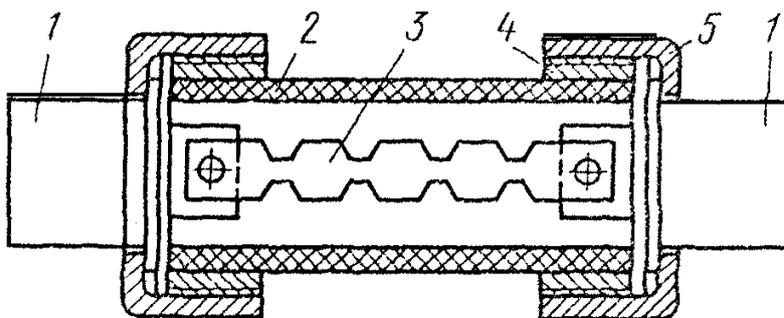
1. Цель работы

Изучение:

- 1.1 конструкций предохранителей;
- 1.2 принципа действия предохранителей;
- 1.3 назначения предохранителей.

2. Конструкции предохранителей

2.1 Предохранители на напряжение ниже 1 кВ. В сельских сетях напряжением 0,38 кВ наибольшее распространение получили предохранители типов ПР-2, ПН-2 и НПН-2. Предохранители типа ПР-2 (разборные, с закрытыми патронами без наполнителя) изготавливаются на напряжение 220 и 550 В и токи патронов 15 ... 1000 А. Патрон предохранителя (рис. 1.1) состоит из фибровой цилиндрической трубки с напрессованными на концах латунными обоймами 4 с резьбой. Латунные колпачки 5, навинчиваемые на эти обоймы, зажимают контактные ножи 1, к которым болтами присоединяют плавкую вставку 3. У предохранителей на токи до 60 А колпачки одновременно являются контактами. Патрон вставляют в неподвижные контактные стойки. Укрепленные на изоляционной плите.



1- контактный нож; 2- фибровый патрон; 3- плавкая вставка;
4- обойма; 5- колпачок

Рис. 1.1. Разрез патрона предохранителя типа ПР:

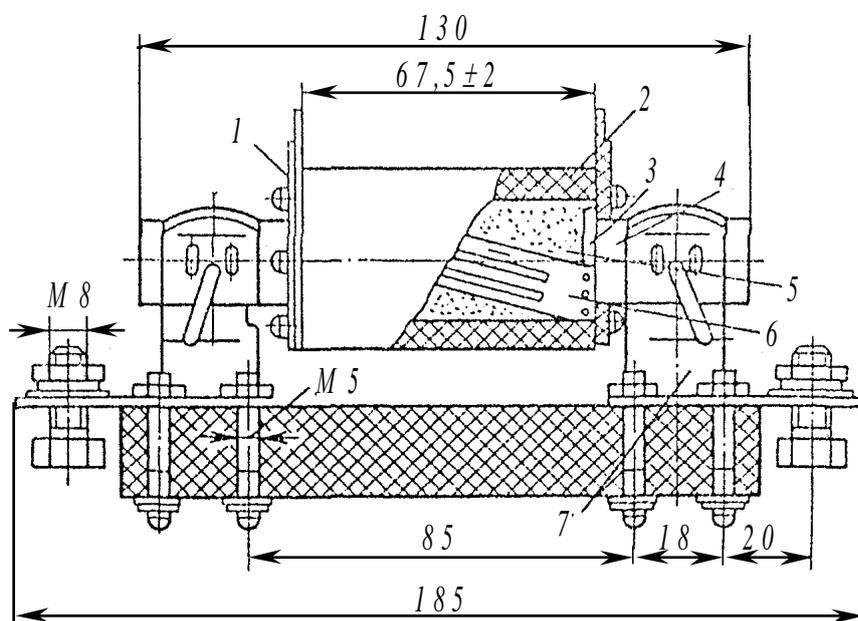
Плавкие вставки изготавливают из цинка в виде пластин с вырезами. Наличие суженных мест облегчает гашение электрической дуги, так как на этих участках выделяется больше теплоты, чем на широких. При возникновении тока к.з. узкие участки нагреваются настолько быстро, что отвода теплоты к широким участкам почти не происходит и вставка перегорает одновременно во всех или в нескольких местах. При перегорании вставки и возникновении дуги фибровая трубка выделяет газы (водород и углекислый газ). Давление в

закрытой с обеих сторон трубке резко возрастает. Под воздействием высокого давления, способствующего охлаждению и деионизации дуги, она быстро гаснет. При энергичной деионизации дугового промежутка сопротивление его быстро возрастает, ток к.з. в цепи уменьшается и прерывается прежде, чем достигнет максимального значения. Таким образом, эти предохранители являются токоограничивающими.

При перегрузках нагрев этих участков происходит медленнее, чем при к.з., и часть теплоты отводится к широким участкам. В этом случае вставка плавится в месте перехода от узкой части к широкой, то есть в наиболее нагретом месте вставки.

Когда при к.з. суженные участки вставки перегорают, широкие ее участки падают в нижнюю часть патрона, не плавясь и не засоряя трубку парами металла. В результате значительного уменьшения количества паров металла улучшаются условия гашения дуги.

Предохранители типа ПР-2 широко используются в сетях напряжением 380/220 В, в частности в комплектных трансформаторных подстанциях (КТП) и во внутренних электрических сетях как непосредственно, так и в качестве составной части блоков предохранитель - выключатель БПВ-31. Эти блоки устанавливают в некоторых конструкциях КТП для защиты от к.з. и перегрузки отходящих линий.



1 - крышка; 2 - фарфоровый корпус; 3 - диски; 4 - контактный нож; 5- наполнитель (кварцевый песок); 6- плавкая вставка; 7- контактная стойка

Рис. 1.2. Предохранитель типа ПН-2

Предохранители типа ПН -2 (с наполнителем) в отличие от ПР-2 имеют наполнитель - мелкий кварцевый песок, который обеспечивает интенсивный теплоотвод от электрической дуги и быстрое ее гашение. Их изготавливают на напряжение до 500 В и номинальные токи 100 ... 600 А. Патрон предохранителя ПН-2 (рис. 1.2) состоит из фарфоровой трубки 2, квадратной снаружи и круглой внутри, которая имеет четыре резьбовых крышки 1 с уплотняющими прокладками. Асбестовые прокладки обеспечивают герметизацию патрона. Плавкие вставки на концах приварены к дискам 3, которые крепятся винтами к крышкам 1. С другой стороны дисков 3, приварены контактные ножи 4, которые вставляются в контактные стойки 7. Стойки подпружинены кольцевой пружиной, к ним подсоединяется защищаемая цепь. Патрон предохранителя может быть снят под напряжением при помощи специальной рукоятки из изоляционного материала.

Плавкую вставку изготавливают из одной или нескольких (в зависимости от номинального тока) медных ленточек толщиной 0.15...0.35 мм. Вставка имеет прорези, уменьшающие ее сечение. На полоски меди напаяны шарики из олова, которые обеспечивают металлургический эффект. В соответствии с числом медных ленточек вставки дуга возникает в нескольких параллельных каналах, что обеспечивает уменьшение количества паров металла и наилучшие условия гашения дуги в узкой щели между песчинками. В результате предохранитель ПН-2, а так же и ПР-2, обеспечивает токоограничивающий эффект.

Принцип действия предохранителя НПН-2 (неразборный с наполнителем) такой же, как и предохранителя ПН-2. Патрон, состоящий из стеклянной трубки, заполненной кварцевым песком, неразборный и без контактных ножей. Он армирован по концам медными колпачками, наружная цилиндрическая поверхность которых служит для создания электрического контакта с контактными стойками. Плавкая вставка, впаянная в эти колпачки внутри патрона, состоит из нескольких медных проволочек с оловянным шариком посередине.

Выпускаются так же насыпные предохранители с неразборным патроном серии ПП-31 на номинальный ток 32 ... 1000 А и напряжение 660 В. Все токоведущие части предохранителей, в том числе плавкая вставка, выполнены из алюминия. Использование этих предохранителей позволяет сэкономить большое количество медного проката.

В сельских электрических сетях напряжением 0.38 кВ применяются и некоторые другие конструкции предохранителей.

2.2. Предохранители на напряжение выше 1кВ. В сельских электрических установках на это напряжение применяются предохранители типов ПКТ и ПВТ (прежнее название соответственно ПК и ПСН). Предохранители типа ПКТ (с кварцевым песком) изготавливают на напряжения 6 ... 35 кВ и номинальные токи 40 ... 400 А. Наиболее широкое распространение получили предохранители ПКТ-10 на 10 кВ, устанавливаемые на стороне высшего напряжения сельских трансформаторных подстанций 10/0.38 кВ.

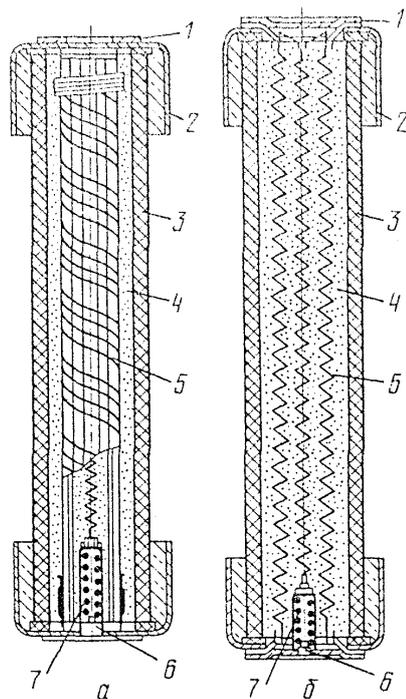


Рис. 1.3. Патроны предохранителей типа ПКТ:
a - на номинальные токи до 7.5 А; *б* - на номинальные токи 10 400 А;
 1 - крышка; 2 - латунный колпачок; 3 - фарфоровая трубка; 4 - кварцевый песок; 5 - плавкие вставки; 6 - указатель срабатывания; 7 - пружина

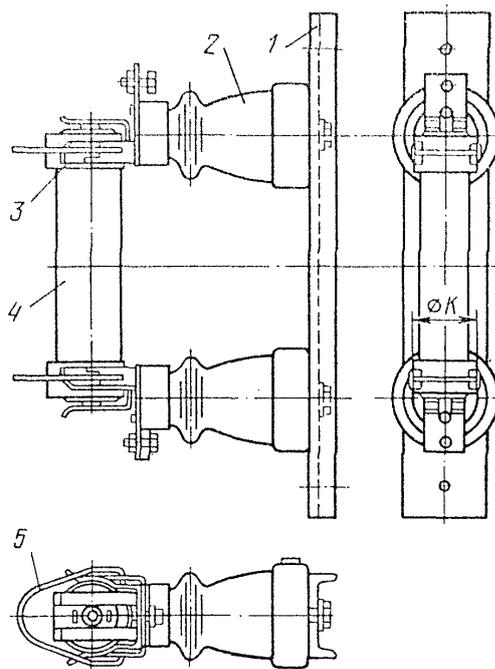


Рис. 1.4. Предохранитель типа ПКТ:
 1- цоколь; 2- опорный изолятор; 3- контакт; 4- патрон; 5- замок

Патрон предохранителя (рис. 1.3) состоит из фарфоровой трубки 3, заполненной кварцевым песком, которая армирована латунными колпачками 2 с крышками 1. Плавкие вставки изготовляют из посеребренной медной проволоки. При номинальном токе до 7.5 А используют несколько параллельных вставок 5, намотанных на ребристый керамический сердечник (рис. 1.3, *a*). При больших токах устанавливают несколько спиральных вставок (рис. 1.3, *б*).

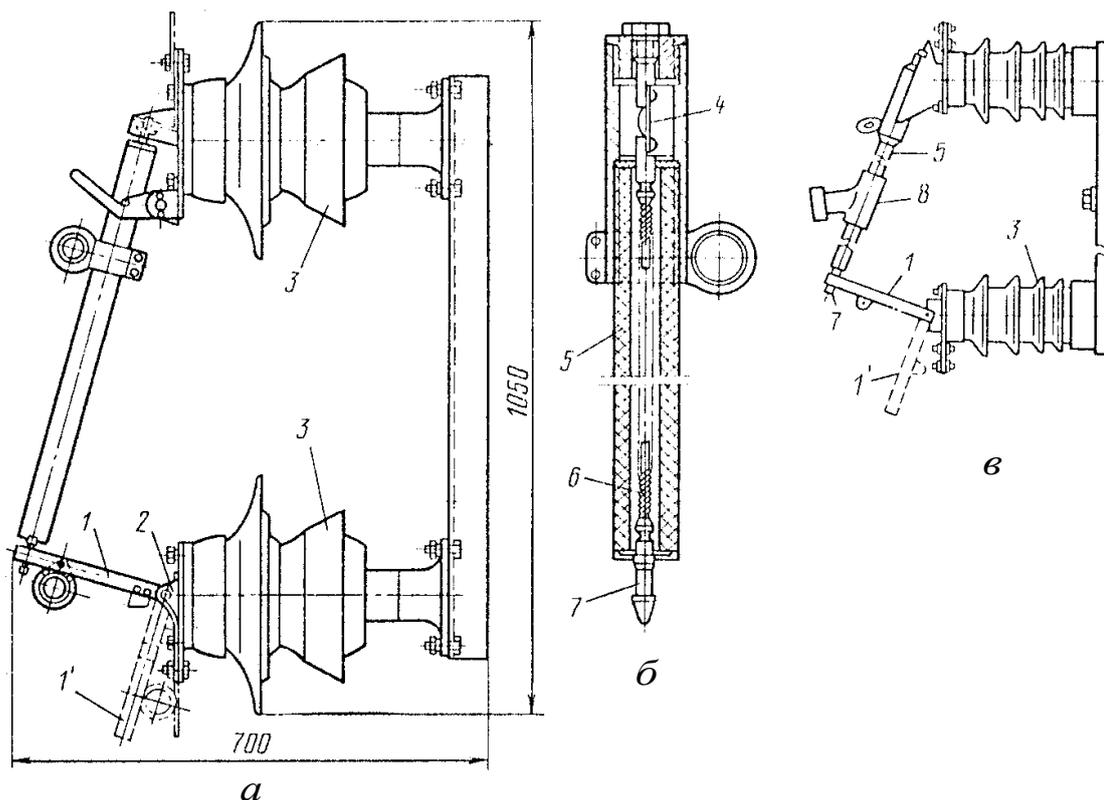
Такая конструкция обеспечивает хорошее гашение дуги, так как вставки имеют значительную длину и малое сечение. Для уменьшения температуры плавления вставки использован металлургический эффект. Для снижения перенапряжений, которые могут возникать при быстром гашении дуги в узких каналах (щелях) между зернами кварца, применяются плавкие вставки разного сечения по длине. Это обеспечивает искусственное затягивание гашения дуги. Патрон предохранителя герметизирован - после заполнения трубки кварцевым песком крышки 1, закрывающие отверстия, тщательно запаивают. Поэтому

предохранитель ПКТ работает бесшумно. Срабатывание предохранителя определяется по указателю 6, который нормально удерживается специальной стальной вставкой во втянутом внутрь положении. При этом в сжатом состоянии удерживается также пружина 7. Когда предохранитель срабатывает, вслед за рабочим перегорает стальная вставка, так как по ней начинает проходить весь ток. В результате указатель 6 выбрасывается из трубки освободившейся пружиной 7.

На рис. 4 показан предохранитель типа ПКТ в собранном виде. На цоколе (металлической раме) 1 укреплены два опорных изолятора 2. Патрон 4 предохранителя вставляется латунными колпачками в пружинные держатели (контактное устройство) 3 и зажат замком. Последний предусматривается для того, чтобы удержать патрон в держателях при возникновении электродинамических усилий во время протекания больших токов к.з. Изготавливают предохранители как для внутренней, так и для наружной установки, а также специальные усиленные предохранители с повышенной предельной мощностью отключения.

Для защиты измерительных трансформаторов напряжения выпускают предохранители типа ПКН (прежнее название ПКТ). В отличие от рассмотренных предохранителей ПКТ они имеют константановую плавкую вставку, намотанную на керамический сердечник. Такая вставка обладает более высоким удельным сопротивлением. Благодаря этому и малому сечению вставки обеспечивается токоограничивающий эффект. Предохранители ПКН могут быть установлены в сети с весьма большой мощностью к.з. (1000 МВ·А), а отключаемая мощность усиленных предохранителей ПКНУ вообще не ограничивается. Предохранители ПКН по сравнению с ПКТ имеют меньшие размеры и не снабжены указателем срабатывания (о перегорании плавкой вставки можно судить по показаниям приборов, подключенных со вторичной стороны трансформаторов напряжения).

Предохранители типа ПВТ (выхлопные, прежнее название - стреляющие типа ПСН) изготавливают на напряжение 10 ... 110 кВ. Они предназначены для установки в открытых распределительных устройствах. В сельских электрических сетях наиболее широко используются предохранители ПВТ-35 для защиты трансформаторов напряжением 35/10 кВ.



1 и 1'- контактный нож; 2 - ось; 3 - опорный изолятор; 4 - плавкая вставка;
5 - трубка из газогенерирующего диэлектрика; 6 - гибкая связь; 7 - наконечник; 8 - патрубок

Рис. 1.5. Предохранители типа ПВТ:
а, б - общий вид и патрон предохранителя ПВТ (ПЧН)-35;
в - предохранитель ПВТ (ПС)-35 МУ1

Основной элемент патрона предохранителя – газогенерирующая трубка 5 из винипласта (рис. 1.5). Внутри трубки расположен гибкий проводник 6, соединенный одним концом с плавкой вставкой 4, помещенной в металлической головке патрона, а вторым – с контактным наконечником 7. Патрон предохранителя размещается на двух опорных изоляторах 3, укрепленных на цоколе (раме). Головка патрона зажата специальным держателем на верхнем изоляторе. На нижнем изоляторе укреплен контактный нож 1 со спиральной пружиной, которая стремится повернуть нож вокруг оси 2 в положение 1'. Нож 1 сцеплен с контактным наконечником 7 патрона. Используются цинковые плавкие вставки, а также сдвоенные вставки из меди и стали (стальная вставка, расположенная параллельно медной, воспринимает усилие пружины, стремящейся вытащить из патрона гибкий проводник; при к.з. сначала расплавляется медная, затем стальная вставка). После перегорания плавкой вставки контактный нож освобождается и, поворачиваясь (откидываясь) под действием пружины, тянет за собой гибкий проводник, который затем выбрасывается из патрона. Под действием дуги, образовавшейся после расплавления вставки, стенки винипластовой трубки интенсивно выделяют газ. Давление в патроне

повышается, поток газа создает сильное продольное дутье, гасящее дугу. Процесс выброса раскаленных газов через нижнее отверстие патрона сопровождается звуком, похожим на выстрел. В связи с увеличением длины дуги по мере выброса гибкой связи в процессе отключения перенапряжений не возникает, но эти предохранители не обладают и токоограничивающим эффектом. Как видно из рисунка 1.5, плавкая вставка размещена не в трубке, а в металлическом колпаке, закрывающем один конец. Это исключает газообразование в нормальном режиме, когда плавкая вставка также может нагреваться до высокой температуры.

Промышленность выпускает выхлопной (стреляющий) предохранитель типа ПВТ-35МУ1, приведенный на рис. 5, в. Патрон этого предохранителя, в отличие от рассмотренного выше, имеет металлический патрубок δ , в котором установлен медный клапан, закрывающий поперечное дутьевое отверстие патрубка. При гашении больших токов к.з., когда интенсивно развивается дуга, давление в патроне быстро возрастает и выбрасывает клапан, в результате чего отверстие патрубка открывается. При гашении дуги с малыми токами отверстие патрубка остается закрытым, обеспечивая повышение давления в патроне.

Для устранения одного из существенных недостатков предохранителей – трудности согласования последовательно установленных аппаратов из-за разброса характеристик – на базе предохранителей ПВТ(ПС)-35МУ1 разработаны управляемые предохранители УПС-35У1, предназначенные для защиты трансформаторов напряжением 35/6 ... 10 кВ. Имеются также разработки управляемых предохранителей на напряжение 110 кВ.

Гибкий проводник внутри патрона управляемого предохранителя соединен с плавкой вставкой не жестко, а через контактную систему, которая обеспечивает механический разрыв цепи плавкой вставки под действием привода при срабатывании релейной защиты. Когда возникает к.з., релейная защита срабатывает и в результате действия привода контактный нож (1, рис. 1.5) совместно с гибкой связью перемещается вниз. При этом контактная система, расположенная внутри патрона, размыкается. Остальные процессы – дальнейшее перемещение и выбрасывание гибкого проводника, гашение дуги – осуществляются так же, как и при перегорании плавкой вставки в неуправляемом выхлопном предохранителе. При больших токах к.з. плавкая вставка управляемого предохранителя перегорает раньше, чем сработает релейная защита. Возможен также вариант управляемого предохранителя без плавкой вставки. При этом исключается дополнительный подогрев предохранителя, можно повысить его номинальный и отключаемый токи.

3. Содержание отчета

- 1 Схемы разрезов предохранителей типов ПР-2 и ПН-2;
2. Принцип действия рассмотренных выше предохранителей;

3. Дать сводную таблицу изученных предохранителей напряжения до 1000В и выше 1000В (новые и старые обозначения), указать их назначение и место использования в электротехнических установках.

4. Литература

1. Будзко И.А., Зуль Н.М.: Электроснабжение сельского хозяйства, М., Агропромиздат, 1990.

2. Мукосеев Ю.А.: Электроснабжение промышленных предприятий. М., Энергия, 1973.

3. Федоров А.А., Каменева В.В.: Основы электроснабжение промышленных предприятий. М., Энергия, 1979.

4. Рунов Ю.А.: Электроснабжение промышленных и сельскохозяйственных предприятий. Минск, Ураджай, 1998.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

ВЫБОР ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ ДЛЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

1. Цель работы

1.1. Изучение методики выбора плавких вставок.

1.2. Изучение методов обеспечения избирательности (селективности) срабатывания предохранителей.

2. Выбор типов предохранителей

Выбор типов предохранителей обусловлен рядом требований, предъявляемых к ним, и соответствующими характеристиками предохранителей.

Основными параметрами и требованиями, предъявляемыми к предохранителям, являются:

2.1. Номинальное напряжение;

2.2. Род тока защищаемого элемента сети (переменный, постоянный);

2.3. Номинальный ток предохранителя (патрона, корпуса);

2.4. Номинальный ток плавкой вставки;

2.5. Назначение защиты (защита электроприемника, сети; защита только от коротких замыканий, или от коротких замыканий и перегрузки);

2.6. Предельный ток отключения и др.

Для удовлетворения указанных требований промышленностью выпускаются предохранители различных типов и номиналов. Наибольшее применение предохранители получили в сетях и установках на напряжение до 1000В. Технические характеристики таких предохранителей приведены в приложении 1.

3. Выбор плавких вставок

Различают плавкие предохранители с большой тепловой инерцией, т.е. способные выдерживать значительные кратковременные перегрузки током, и безинерционные, обладающие малой тепловой инерцией, и следовательно, весьма ограниченной способностью к перегрузкам. К первым относятся все установочные предохранители с винтовой резьбой и свинцовым токопроводящим мостиком, ко вторым - трубчатые предохранители с медным токопроводящим мостиком типов ПР-2, НПН, НПР, КП и др.

Номинальный ток плавкой вставки для предохранителей с большой тепловой инерцией определяется только по величине длительного расчетного тока ЭП или линии $I_{дл}$ из соотношения:

$$I_{вст} \geq I_{дл} \quad (2.1)$$

Номинальный ток плавкой вставки для безинерционных предохранителей должен удовлетворять двум условиям, одно из которых соответствует соотношению (2.1), а второе – выражению:

$$I_{вст} \geq \frac{I_{пик}}{\alpha}, \quad (2.2)$$

где $I_{пик}$ – максимальная величина кратковременного тока;
 α - коэффициент, величина которого зависит от характеристики предохранителей и режима перегрузки.

Для ответвлений к одиночным двигателям ток $I_{пик}$ принимается равным пусковому току $I_{пуск}$.

Коэффициент кратковременной тепловой перегрузки плавкой вставки α принимается равным:

2,5 – для двигателей с нормальными условиями пуска (относительно редкие пуски и длительность разгона до 10 с);

2,0 ... 1,6 – для двигателей с тяжелыми условиями пуска (разгон под нагрузкой до 40 с);

1,6 – для сварочных аппаратов контактной сварки.

В качестве тока $I_{пик}$ одного ЭП может быть принят:

а) пусковой ток асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором;

б) для магистральной сети, питающей группу потребителей:

$$I_{пик} = K_{од} \cdot \sum_1^{n-1} I_i + I_{пуск.макс} = K_{од} \cdot \sum_1^n I_i + (I_{пуск.макс} - I_{н.макс}), \quad (2.3)$$

где $K_{\text{код}}$ – коэффициент одновременности группы ЭП;

I_i – рабочие токи ЭП;

$I_{\text{н.макс}}$ и $I_{\text{пуск.макс}}$ – номинальный и пусковой токи наиболее мощного в группе ЭП.

Предохранитель, выбранный по этим условиям, обеспечивает нормальную работу проводника при длительном прохождении по нему наибольшего рабочего тока, а также, при кратковременных пусковых токах.

4. Обеспечение избирательности (селективности) срабатывания предохранителей

Избирательность (селективность) защиты обеспечивается подбором плавких вставок таким образом, чтобы при возникновении короткого замыкания, например, на ответвлении к ЭП, срабатывал ближайший предохранитель, защищающий этот ЭП, но не срабатывал предохранитель, защищающий головной участок сети.

Выбор плавких вставок по условию селективности следует производить, пользуясь типовыми время-токовыми характеристиками $t=f(I)$ предохранителей с учетом возможного разброса реальных характеристик по данным завода-изготовителя.

При защите сетей предохранителями типов ПН, НПН и НПР с типовыми характеристиками, приведенными на рис. 1, 2, селективность действия защиты будет выполняться, если между номинальным током плавкой вставки, защищающей головной участок сети I_{Γ} , и номинальным током плавкой вставки на ответвлении к потребителю I_0 выдерживаются определенные соотношения. Например, при небольших токах перегрузки плавкой вставки (около 180-250 %) селективность будет выдерживаться, если I_{Γ} больше I_0 хотя бы на одну ступень стандартной шкалы номинальных токов плавких вставок.

При КЗ селективность защиты предохранителями типа НПН будет обеспечиваться, если будут выдерживаться следующие соотношения:

$$\frac{I_{\text{к}}}{I_0} \leq \dots 50; 100; 200.$$
$$\frac{I_{\Gamma}}{I_0} \dots 2,0; 2,5; 3,3.$$

Здесь $I_{\text{к}}$ – ток КЗ ответвления, А; I_{Γ} – номинальный ток плавкой вставки головного участка сети, А; I_0 – номинальный ток плавкой вставки на ответвлении, А.

Соотношения между номинальными токами плавких вставок I_{Γ} и I_0 для предохранителей типа ПН2, обеспечивающие надежную селективность, приведены в табл. 2.1.

Табл. 2.1 - Номинальные токи последовательно включенных плавких вставок предохранителей ПН2, обеспечивающих надежную селективность

Номинальный ток меньшей плавкой вставки I_0 , А	Номинальный ток большей плавкой вставки I_T , А, при отношении $\frac{I_k}{I_0}$			
	10	20	50	100 и более
30	40	50	80	120
40	50	60	100	120
50	60	80	120	120
60	80	100	120	120
80	100	120	120	150
100	120	120	150	150
120	150	150	250	250
150	200	200	250	250
200	250	250	300	300
250	300	300	400	более 600
300	400	400	более 600	-
400	500	более 600	-	-

Примечание. I_k – ток КЗ в начале защищаемого участка сети.

Для выбора плавких предохранителей по условию селективности можно использовать метод согласования характеристик предохранителей, в основу которого положен принцип сопоставления сечений плавких вставок по формуле:

$$a = \frac{F_1}{F_2}, \quad (2.4)$$

где F_1 – сечение плавкой вставки, расположенной ближе к источнику питания; F_2 – сечение плавкой вставки, расположенной дальше от источника питания, т.е. ближе к нагрузке.

Полученное значение a сравнивают с данными табл. 2.2, где приведены наименьшие значения a , при которых обеспечивается селективность. Селективность защиты будет обеспечена, если расчетное значение a равно табличному или больше него.

Таблица 2.2 - Наименьшие значения a , при которых обеспечивается селективность защиты

Металл плавкой вставки предохранителя, расположенного ближе к источнику питания (для любого типа предохранителя)	Отношение a сечений плавких вставок смежных предохранителей, если предохранитель, расположенный ближе к нагрузке, изготовлен							
	с заполнителем при плавкой вставке из				без заполнителя при плавкой вставке из			
	меди	серебра	цинка	свинца	меди	серебра	цинка	свинца
Медь	1,55	1,33	0,55	0,2	1,15	1,03	0,4	0,15
Серебро	1,72	1,55	0,62	0,23	1,33	1,15	0,46	0,17
Цинк	4,5	3,95	1,65	0,6	3,5	3,06	1,2	0,44
Свинец	12,4	10,8	4,5	1,65	9,5	8,4	3,3	1,2

5. Содержание отчета

5.1. Цель работы;

5.2. Используя приложения 1 и 2 по заданию преподавателя,

- а) составить схемы питания одиночного электродвигателя и группы из 3-х электродвигателей, защитив их предохранителями от токов КЗ;
- б) выбрать предохранители;
- в) рассчитать и выбрать стандартные плавкие вставки, обеспечив селективность срабатывания защиты;
- г) привести времятоковые характеристики защиты и доказать правильность выбора плавких вставок.

6. Литература

1. Рунов Ю.А. Электроснабжение промышленных и сельскохозяйственных предприятий. Минск, Ураджай, 1998.
2. Ганелин А.М., Коструба С.И. Справочник сельского электрика. М., Агропромиздат, 1988.

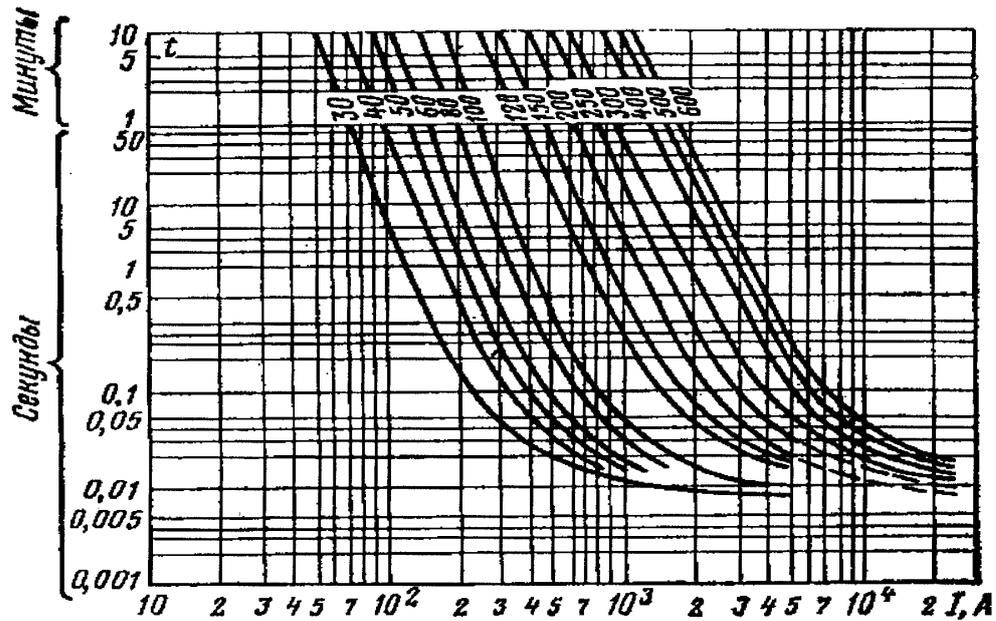


Рис. 2.1. Ампер-секундные характеристики плавких предохранителей ПН-2

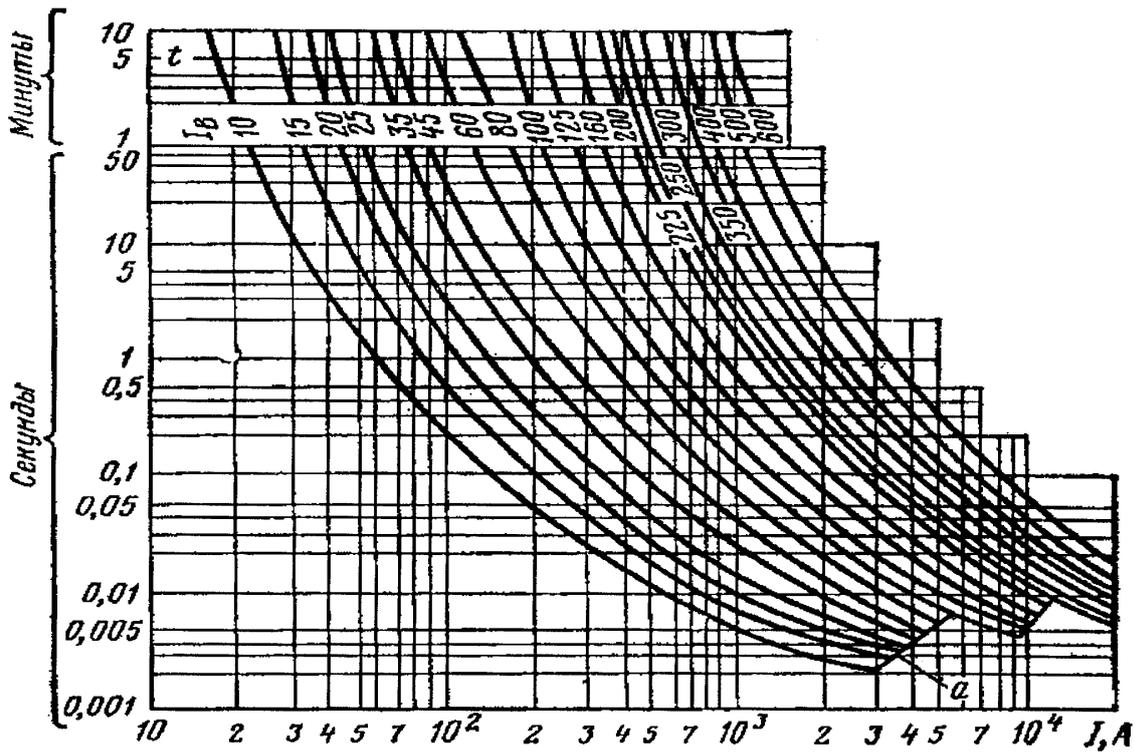


Рис. 2.2. Ампер-секундные характеристики плавких предохранителей НИР и НИН

Технические характеристики предохранителей

Тип и конструкция предохранителя	Номинальный ток патрона, А	Номинальный ток плавкой, Сечение плавкой вставки, мм ²	Предельно отключаемый ток (действующее значение тока короткого замыкания), кА, при напряжении, В			
			I габарит		II габарит	
			220	380	380	500
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
ПР2 Закрытый, патрон разборный, без заполнителя, вставка фигурная из цинка	15	$\frac{6}{0,2}; \frac{10}{0,4}; \frac{15}{0,48}$	1,2	0,8	0,8	0,7
	60	$\frac{15}{0,48}; \frac{20}{0,75}; \frac{25}{1,0}; \frac{35}{1,2}; \frac{60}{1,5}$	5,5	1,8	4,5	3,5
	100	$\frac{60}{1,5}; \frac{80}{2,3}; \frac{100}{3,0}$	11	6,0	13	11
	200	$\frac{100}{3,0}; \frac{125}{3,8}; \frac{160}{4,7}; \frac{200}{6,0}$	11	6	13	11
	350	$\frac{200}{6,0}; \frac{225}{7,8}; \frac{260}{10,5}; \frac{300}{13,0}; \frac{350}{14,0}$	11	6	13	11
	600	$\frac{350}{13}; \frac{430}{22}; \frac{500}{26}; \frac{600}{38}$	15	13	23	20

Продолжение приложения 2.1

1	2	3	4	5	6	7
ПН2 Закрытый, патрон разборный, с наполнителем, вставка из листовой меди с оловянным шариком	100	$\frac{30}{0,17}; \frac{40}{0,225}; \frac{50}{0,34}; \frac{60}{0,426}; \frac{80}{0,595}; \frac{100}{0,765}$	-	-	-	50
	250	$\frac{100}{0,765}; \frac{120}{0,935}; \frac{150}{1,085}; \frac{200}{1,53}; \frac{250}{2,3}$	-	-	-	40
	400	$\frac{200}{1,53}; \frac{250}{2,04}; \frac{300}{2,88}; \frac{350}{2,88}; \frac{400}{3,81}$	-	-	-	25
	600	$\frac{300}{2,88}; \frac{400}{4,08}; \frac{500}{5,1}; \frac{600}{6,12}$	-	-	-	25
НПН Закрытый, патрон неразбор- ный, с наполнителем, вставка из меди с оловянным шари- ком	15	$\frac{6}{0,0354}; \frac{10}{0,098}; \frac{15}{0,141}$	-	-	-	10
	60	$\frac{15}{0,141}; \frac{20}{0,215}; \frac{25}{0,282}; \frac{35}{0,48}; \frac{45}{0,72}; \frac{60}{0,96}$	-	-	-	10
НПР Закрытый, патрон разборный, с наполнителем, вставка из меди с оловянным шариком	100	$\frac{60}{0,96}; \frac{80}{0,04}; \frac{100}{1,7}$	-	-	-	-
	200	$\frac{100}{1,7}; \frac{125}{2,27}; \frac{160}{2,83}; \frac{200}{3,4}$	-	-	-	-

Продолжение приложения 2.1

1	2	3	4	5	6	7
ПРС Однополюсный, резьбовой, разборный, с заполнителем	6	$\frac{1}{0,138}; \frac{2}{0,312}; \frac{4}{0,482}; \frac{6}{0,635}$	-	-	-	-
	20	$\frac{10}{1,3}; \frac{16}{1,54}; \frac{20}{2,55}$	-	-	-	-
	63	$\frac{25}{3,8}; \frac{40}{7,6}; \frac{63}{10,4}$	-	-	-	-

Технические показатели электродвигателей
($U = 380/220 \text{ В}$, $n = 1500 \text{ об/мин}$)

№	Мощность, кВт	К.п.д., %	$\cos\varphi$	$\frac{I_{\text{пуск}}}{I_{\text{ном}}}$
1	1,1	75	0,81	5,0
2	1,5	77	0,83	5,0
3	2,2	80,0	0,83	6,0
4	3,0	82,0	0,83	6,5
5	4,0	84,0	0,84	6,5
6	5,5	85,5	0,85	7,0
7	7,5	87,5	0,86	7,5
8	11,0	87,5	0,87	7,5
9	15,0	88,5	0,88	7,0
10	18,5	89,5	0,88	7,0
11	22,0	90,0	0,90	7,0
12	30,0	90,5	0,90	7,0
13	37,0	91,0	0,90	7,0
14	45,0	92,0	0,90	7,0
15	55,0	92,5	0,90	7,0
16	75,0	93,0	0,90	7,0

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

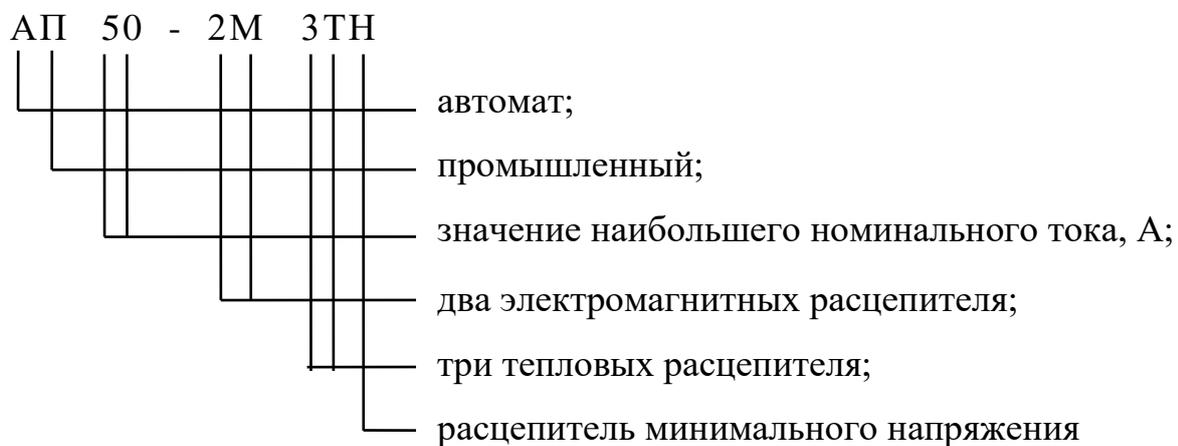
ИЗУЧЕНИЕ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

1. Цель работы

Изучить конструкции автоматических выключателей, установленных на стенде. Снять защитные характеристики автоматического выключателя.

2. Краткие теоретические сведения

Автоматические воздушные выключатели (автоматы) служат для защиты электрических установок при коротком замыкании, от недопустимых перегрузок, а также для нечастой (до 6 раз в час) коммутации цепей постоянного (до 220 В) и переменного (до 500 В, 50 Гц) тока.



Более точные сведения об автоматах приведены в [1, с. 97...116].

В сельских электроустановках применяют автоматы типов АП50, АЗ100 и АК63. Автоматы АП50 изготавливаются на номинальные токи нагрузки до 50 А; АЗ100 - от 15 до 600 А; АК63 - от 0,63 до 63 А.

Постепенно автоматы этих серий будут заменены новой серией автоматов АЕ-2000 сельскохозяйственного назначения с номинальным током до 100 А.

Шкала номинальных токов расцепителей максимального тока имеет следующие ступени: 0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,2; 4,0; 5,0; 6,0; 8,0; 10; 12,5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80 А.

При токе нагрузки, равном $1,2I_n$, автоматы срабатывают не более, чем за 20 мин; при токе $6I_n$ - за время - 5-20 с.

Конструкция автоматов допускает регулировку тока установки и имеет температурную компенсацию.

3. Выбор автоматических выключателей

3.1. Для защиты от перегрузки одиночных трехфазных электродвигателей при небольшой частоте включений и продолжительности пуска до 2,5 с выбирает автоматы с тепловым расцепителем. Номинальный ток нерегулируемого теплового расцепителя $I_{н.р.}$ для автоматов А3100 определяет по формуле:

$$I_{н.р.} \geq I_{н.дв.},$$

а регулируемого расцепителя (для автоматов АП-50)

$$I_{н.р.} \geq 1,25 I_{н.дв.},$$

где $I_{н.дв.}$ - номинальный ток электродвигателя, А.

3.2. Для электродвигателей, работающих в повторно-кратковременном режиме или с тяжелыми условиями пуска (5...12 с.), номинальный ток нерегулируемого теплового расцепителя выбирают, исходя из условия:

$$I_{н.р.} \geq 1,25 I_{н.дв.},$$

а регулируемого

$$I_{н.р.} \geq (1,25...1,50)I_{н.дв.}$$

3.3. При выборе комбинированных автоматов для защиты электродвигателей от перегрузки и коротких замыканий уставку теплового расцепителя должна быть:

$$I_{н.р.} \geq 1,25 I_{н.дв.}$$

В то же время ток уставки электромагнитного расцепителя должен быть:

$$I_{эм.р.} \geq 1,25 K_n I_{н.дв.},$$

где K_n - кратность пускового тока электродвигателя.

Автоматы типов А3123 и А3124 с комбинированным расцепителем на номинальный ток I_n до 30 А

$$I_{\text{эм.р.}} = (28...14) I_{\text{н}},$$

а на токи больше 30 А

$$I_{\text{эм.р.}} = (15...10) I_{\text{н}}.$$

Эти же типы автоматов с электромагнитным расцепителем могут иметь:

$$I_{\text{эм.р.}} = 4,3; 6; 8 I_{\text{н}}.$$

3.4. Автоматические выключатели с электромагнитным расцепителем применяют для защиты от коротких замыканий и выбирают по условиям для одного асинхронного короткозамкнутого электродвигателя:

$$I_{\text{н.р.}} \geq I_{\text{н.дв.}},$$

с проверкой на возможность пуска двигателя:

$$I_{\text{н.р.}} \geq (1,5...1,8) I_{\text{н.дв.}};$$

для двигателя с фазным ротором:

$$I_{\text{н.р.}} \geq (2,5...3,0) I_{\text{н.дв.}};$$

для групповой силовой линии или группы короткозамкнутых двигателей:

$$I_{\text{н.р.}} \geq (1,5...1,8) [I_{\text{р}} + (K_{\text{н}} - 1) I_{\text{н.дв.макс.}}],$$

где $I_{\text{р}}$ - расчетный ток силовой линии, А;

$I_{\text{н.дв.макс}}$ - номинальный ток самого мощного из электродвигателей, А;
в сетях освещения и в силовых сетях при отсутствии значительных пусковых токов:

$$I_{\text{н.р.}} \geq I_{\text{р}};$$

для сетей освещения при одновременном включении группы ламп по 500 Вт:

$$I_{\text{н.р.}} \geq 1,5 I_{\text{р}};$$

для сетей освещения с лампами ДРЛ или другими приборами, имеющими значительные пусковые токи:

$$I_{н.р.} \geq 1,25 I_p.$$

Во всех случаях при установке регулируемых расцепителей вместо нерегулируемых величину их номинального тока увеличивают в 1,25 раза.

4. Обеспечение избирательности (селективности) срабатывания автоматов

Условия обеспечения селективности срабатывания автоматов те же, что и для предохранителей (см. п. 4 лабораторной работы 2. Выбор предохранителей для защиты электроустановок), с той лишь разницей, что при использовании время-токовых характеристик вместо номинальных токов плавких вставок $I_{н. вст.}$ используются номинальные токи расцепителей $I_{н.р.}$.

5. Лабораторный стенд для испытания автоматических выключателей

Описание стенда и его принципиальной схемы приведены в лабораторной работе 3. “Калибровка плавких вставок предохранителей для защиты электроустановок”. Там же см. “Требования техники безопасности”.

6. Программа работы и порядок ее выполнения

6.1. Ознакомьтесь с типами и конструкциями выключателей, установленных на стенде.

6.2. У выключателя, который (по указанию преподавателя) предназначен для разборки, снимите крышку и ознакомьтесь с его устройством. При замкнутых контактах нажмите отверткой на биметаллическую пластину так, чтобы защелка освободилась, и проследите за работой рычажного механизма при размыкании контактов.

6.3. Для одного из автоматических выключателей (по указанию преподавателя) нужно снять зависимость времени срабатывания выключателя t от величины тока I - $t = f(I)$.

Для получения зависимости $t = f(I)$ и определения номинального тока расцепителя необходимо провести опыт, аналогичный опыту для калибровки плавких вставок предохранителей (см. п. 4 лабораторной работы 3 “Калибровка плавких вставок предохранителей для защиты электроустановок”).

6.4. Выполнить проверку автоматов на селективность их срабатывания.

7. Содержание отчета

Отчет должен содержать:

- 7.1. Цель работы.
- 7.2. Таблицу опытных данных и время-токовую характеристику $t = f(I)$ для одного автомата.
- 7.3. Результаты проверки автоматов на селективность их срабатывания.

8. Вопросы для подготовки

- 8.1. Назначение, основные типы и конструкции автоматических воздушных выключателей.
- 8.2. Условия выбора автоматов для защиты электроустановок.
- 8.3. Условия выбора автоматов для обеспечения селективности их срабатывания.

Литература

1. Рунов Ю.А. Электроснабжение промышленных и сельскохозяйственных предприятий. Минск, Ураджай, 1998.
2. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. М., Энергия, 1973.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

ОПТИМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИЛОВЫХ МАСЛЯНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ОДНОТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

1. Цель работы

- 1.1. Освоить методику определения расчетным путем оптимальных режимов использования трансформаторов по минимуму потерь мощности, электроэнергии и удельным приведенным затратам.
- 1.2. Опытное определение оптимального режима (по максимуму к.п.д.) загрузки трансформатора, установленного на лабораторном стенде.

2. Краткие теоретические сведения

Коэффициент полезного действия трансформатора равен

$$\eta = \frac{P_2}{P_1}, \quad (4.1)$$

где P_1 - подведенная к трансформатору мощность;

P_2 - полезная мощность.

Поскольку к.п.д. трансформаторов обычно высок и мощности P_1 и P_2 отличаются незначительно, то для определения к.п.д. метод непосредственного измерения мощностей не применяется, а для определения к.п.д. пользуются методом измерения отдельных потерь. При этом одну из мощностей выражают через другую и потери мощности в трансформаторе.

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_1 - \sum p}{P_1} = 1 - \frac{\sum p}{P_1} = 1 - \frac{\sum p}{P_2 + \sum p}. \quad (4.2)$$

Потери мощности в трансформаторе $\sum p$ складывается из потерь в стали сердечника $\Delta p_{\text{ст}}$ и потерь в обмотках трансформатора $\Delta p_{\text{об}}$

Потери в стали сердечника не зависят от нагрузки, а потери в обмотках изменяются пропорционально квадрату тока нагрузки. При малых нагрузках потери в стали больше потерь в обмотках, а при больших нагрузках преобладают потери в меди.

Если подставить в уравнение (5.2) значение потерь, то получим

$$\eta = 1 - \frac{\Delta P_{\text{ст}} + K_3^2 \cdot \Delta P_{\text{об}}}{K_3 \cdot S_{\text{н}} \cdot \cos \varphi_2 + \Delta P_{\text{ст}} + K_3^2 \Delta P_{\text{об}}}, \quad (4.3)$$

где $\Delta P_{\text{об}}$ - потери в обмотках при номинальной нагрузке;

$$K_3 - \text{коэффициент нагрузки, } K_3 = \frac{S}{S_{\text{н}}} = \frac{I}{I_{\text{н}}};$$

S и I - текущие значения мощности и тока;

$S_{\text{н}}$ и $I_{\text{н}}$ - номинальные значения мощности и тока.

Взяв производную от η по K_3 и приравняв ее нулю, из полученного уравнения можно определить оптимальные значения $K_{3,\text{опт}}$ и $S_{\text{опт}}$, при которых к.п.д. будет максимален:

$$K_{3,\text{опт}} = \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{ст}}}{\Delta P_{\text{об}}}}; \quad (4.4)$$

$$S_{\text{опт}} = S_{\text{н}} \cdot K_{3,\text{опт}}. \quad (4.5)$$

Зависимость к.п.д. трансформатора от нагрузки имеет вид, представленный на рис. 4.1.

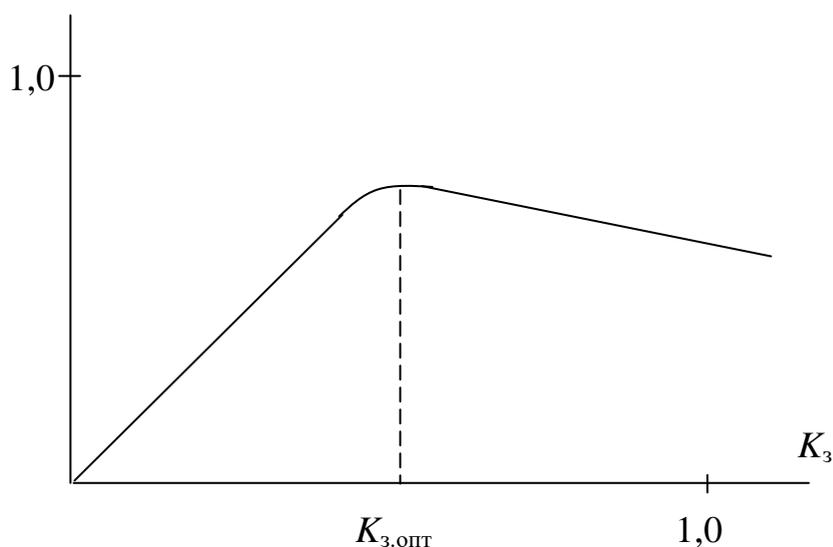


Рис. 4.1. Зависимость к.п.д. трансформатора от коэффициента нагрузки K_3

При работе трансформатора с нагрузкой менее $K_{3,опт}$ к.п.д. трансформатора резко падает и поэтому эксплуатировать его при малых нагрузках не выгодно. Если трансформатор постоянно работает в режиме малых нагрузок, то его целесообразно заменить менее мощным трансформатором, у которого потери в стали будут меньше, а K_3 выше и, следовательно, к.п.д. будет выше. При нагрузке, большей $K_{3,опт}$, к.п.д. трансформатора будет немного снижаться из-за увеличивающихся потерь в меди. Поэтому желательно, чтобы трансформатор эксплуатировался с нагрузками более $K_{3,опт}$. Полученное значение оптимального коэффициента загрузки трансформатора $K_{3,опт}$, действительно, если трансформатор нагружен постоянной нагрузкой (равномерный график нагрузки). На практике же более характерным является неравномерный график нагрузки. В этом случае оптимальный коэффициент загрузки следует определять исходя из минимума годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{т.г} = \Delta P_{кн} \left(\frac{S}{S_H} \right)^2 \cdot \tau + \Delta P_{хх} \cdot T_{г}, \quad (4.6)$$

где τ - время максимальных потерь;

$T_{г}$ - время включенного состояния трансформатора в течение года (обычно $T_{г} = 8760$ ч).

Удельные годовые потери электроэнергии определяются:

$$\Delta W_{\text{т.г.уд}} = \frac{\Delta W_{\text{т.г.}}}{S} = \frac{\Delta P_{\text{кн}} \cdot \tau}{S_{\text{н}}^2} \cdot S + \frac{\Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{г}}}{S}. \quad (4.7)$$

Взяв производную от $\Delta W_{\text{т.г.уд}}$ по S и приравняв полученное выражение нулю, получим уравнение, решение которого даст:

$$S_{\text{опт}} = S_{\text{н}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{г}}}{\Delta P_{\text{кн}} \cdot \tau}}; \quad (4.8)$$

$$K_{\text{з.опт}} = \frac{S_{\text{опт}}}{S_{\text{н}}} = \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{г}}}{\Delta P_{\text{кн}} \cdot \tau}}. \quad (4.9)$$

Сравните зависимости (4.8) и (4.9) с зависимостями (4.4) и (4.5). Если в формулу (4.9) подставить известную зависимость:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 T_{\text{г}},$$

получим

$$K_{\text{з.опт}} = \frac{10000}{1240 + T_{\text{м}}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{хх}}}{\Delta P_{\text{кн}}}}. \quad (4.10)$$

где $T_{\text{м}}$ - время использования максимальной нагрузки.

Как следует из (10), $K_{\text{з.опт}}$ сильно зависит от значения $T_{\text{м}}$ (для сельских потребителей $T_{\text{м}} = 1500 \dots 3000$ ч). Значения $K_{\text{з.опт}}$, рассчитанные по формуле (4.10), обычно значительно больше 1. В формулах (4.8), (4.9), (4.10) $K_{\text{з.опт}}$ определяется только одной составляющей приведенных затрат - потерями электроэнергии. Полные приведенные затраты Z определяются зависимостью:

$$Z = pK + \Delta P_{\text{хх}} \cdot C_{\text{з}} + \Delta P_{\text{кн}} \left(\frac{S}{S_{\text{н}}} \right)^2 \tau \cdot C_{\text{з}}, \quad (4.11)$$

где p - коэффициент ежегодных отчислений;
 K - капитальные затраты на трансформатор (ТП);
 $C_{\text{з}}$ - стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии.

Формула для определения $K_{\text{з.опт}}$, полученное на основе зависимости (5.11), имеет вид:

$$K_{3, \text{опт}} = \frac{107}{1240 + T_{\text{м}}} \sqrt{\frac{pK + \Delta P_{\text{xx}} \cdot T_{\text{г}} \cdot C_3}{\Delta P_{\text{кн}} \cdot C_3}}. \quad (4.12)$$

Из сопоставления зависимостей (4.9), (4.10) и (4.11) можно установить, что в формуле (4.12) числитель дроби под корнем больше на величину $p \cdot K$, что дает значительное увеличение значения $K_{3, \text{опт}}$ (для различных типов КТП и $T_{\text{м}}$ величина $K_{3, \text{опт}} = 1,5 \dots 2,5$). Это означает, что минимум приведенных затрат сильно смещен в сторону нагрузок трансформатора, значительно превышающих номинальную.

Из изложенного следует, что наибольший экономический эффект использования трансформаторов достигается при предельной, допустимой по техническим (тепловым) характеристикам, загрузке трансформаторов.

Максимально допустимые значения перегрузок (ГОСТ 14209-85):

- 1,5 - при систематических нагрузках (перегрузки более 1,5 допускаются с разрешения предприятия-изготовителя);
- 2,0 - при аварийных перегрузках.

3. Порядок выполнения работы

3.1. Внимательно изучить $\rho \Sigma$ данной лабораторной работы.

3.2. По заданию преподавателя для соответствующего силового трансформатора (см. Приложение) выписать все параметры, необходимые для расчета и построения зависимости $\eta = f(K_3)$. Значение $\cos \varphi_2$ задает преподаватель для каждого студента индивидуально.

3.3. Рассчитать и настроить график зависимости $\eta = f(K)$ используя формулу 3. На графике показать максимальное значение к.п.д. $\eta_{\text{макс}}$ и соответствующее ему значение $K_{3, \text{опт}}$.

3.4. Определить $K_{3, \text{опт}}$ аналитически, по формуле (4). Оценить сходимость результатов по п. 3.3 и 3.4.

3.5. Определить значение $K_{3, \text{опт}}$, полученное по формулам (4.9) и (4.10). Значение $T_{\text{м}}$ задает преподаватель ($T_{\text{м}} = 1200 \dots 3000$ ч). Сравнить полученное значение $K_{3, \text{опт}}$ с результатами, полученными в п. 3.3 и 3.4. Сделать выводы.

4. Содержание отчета

4.1. Основные зависимости, определяющие $K_{3, \text{опт}}$.

4.2. Параметры трансформатора, необходимые для определения $K_{3, \text{опт}}$.

4.3. Таблица и график зависимости $\eta = f(K_3)$.

4.4. Привести значения $K_{3, \text{опт}}$, определенные по формулам (4.4), (4.9) и (4.10).

4.5. Привести максимально допустимые значения перегрузок по ГОСТ 14209-85.

5. Литература

1. Вольдек А.И. Электрические машины. Л., Энергия, 1974, с. 308-311.
2. Рунов Ю.А. Электроснабжение промышленных и сельскохозяйственных предприятий. Минск, Ураджай, 1998, с. 206-209.
3. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. Государственный комитет СССР по стандартам. М., 1987.

Приложение 4.1

Параметры современных трансформаторов

№	Тип трансформатора	Верхний предел номинального напряжения обмоток, кВ		Напряжение короткого замыкания U_k , %	Ток холостого хода I_{xx} , %	Потери, кВт	
		ВН U_1	НН U_2			холостого хода при номинальном напряжении ΔP_{xx}	короткого замыкания при номинальном токе $\Delta P_{кз}$
1	2	3	4	5	6	7	8
Трансформаторы классов напряжения 10 и 35 кВ, соответствующие требованиям ГОСТ 12022-66 (ПБВ)							
1	ТМ-25/10	10	0,4	4,5	3,2	0,125	0,600
2	ТМ-40/10	10	0,4	4,5	3,0	0,180	0,880
3	ТМ-63/10	10	0,4	4,5	2,8	0,265	1,280
4	ТМ-100/10	10	0,4	4,5	2,6	0,365	1,970
5	ТМ-160/10	10	0,69	4,5	2,4	0,540	2,650
6	ТМ-250/10	10	0,69	4,5	2,3	0,870	3,700
7	ТМ-400/10	10	0,69	4,5	2,1	1,080	5,500
8	ТМ-630/10	10	3,15	5,5	2,0	1,680	7,600
9	ТМ-100/35	35	0,4	6,5	2,6	0,465	1,970
10	ТМ-160/35	35	0,69	6,5	2,4	0,660	2,650
11	ТМ-250/35	35	0,69	6,5	2,3	0,960	3,700
12	ТМ-400/35	35	0,69	6,5	2,1	1,350	5,500
13	ТМ-630/35	35	11	6,5	2,0	2,000	7,600
Трансформаторы классов напряжения 10 и 35 кВ, соответствующие требованиям ГОСТ 11920-66 (ПБВ)							
14	ТМ-1000/10	10	6,3	5,5	1,4	2,45	12,2
15	ТМ-1600/10	10	6,3	5,5	1,3	3,30	18,0
16	ТМ-2500/10	10	6,3	5,5	1,0	4,60	25,0
17	ТМ-4000/10	10	6,3	6,5	0,9	6,40	33,5

Продолжение приложения

18	ТМ-6300/10	10	6,3	6,5	0,8	9,00	46,5
19	ТМ-1000/35	35	10,5	6,5	1,5	2,75	12,2
20	ТМ-1600/35	35	10,5	6,5	1,4	3,65	18,0
21	ТМ-2500/35	35	10,5	6,5	1,1	5,10	25,0
22	ТМ-4000/35	35	10,5	7,5	1,0	6,70	33,5
23	ТМ-6300/35	35	10,5	7,5	0,9	9,40	46,5
24	ТМ-10000/35	38,5	10,5	7,5	0,8	14,50	65,0
25	ТМ-16000/35	38,5	10,5	8,0	0,75	21,00	90,0
26	ТМ-40000/35	38,5	10,5	8,5	0,65	39,00	180,0
27	ТМ-80000/35	38,5	10,5	9,0	0,60	65,00	330,0
Трансформаторы классов напряжения 110 кВ, соответствующие требованиям ГОСТ 12965-67 (РПН до мощности 80000 кВ·А включительно)							
28	ТМН-2500/110	110	28	10,5	1,5	6,5	22,0
29	ТМН-6300/110	115	38,5	10,5	1,0	13,0	50,0
30	ТДН-10000/110	115	38,5	10,5	0,9	14,0	60,0
31	ТДН-16000/110	115	38,5	10,5	0,85	21,0	85,0
32	ТРДН-25000/110	115	2×10,5 38,5	10,5	0,80	29,0	120,0
33	ТРДН-32000/110	115	2×10,5 38,5	10,5	0,75	35,0	145,0
34	ТРДН-40000/110	115	2×10,5 38,5	10,5	0,7	42,0	175,0
35	ТРДЦН-63000/110	115	2×10,5 38,5	10,5	0,65	59,0	260,0
36	ТРДЦН-80000/110	115	2×10,5 38,5	10,5	0,60	70,0	315,0
37	ТДЦ-125000/110	121	20	10,5	0,55	120,0	520,0
38	ТДЦ-200000/110	121	20	10,5	0,50	170,0	700,0
39	ТДЦ-250000/110	121	20	10,5	0,50	200,0	790,0

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5

**ЭКОНОМИЧЕСКИ ВЫГОДНЫЕ РЕЖИМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ТРАНСФОРМАТОРОВ ДВУХТРАНСФОРМАТОРНЫХ
ПОДСТАНЦИЙ**

1. Цель работы

Освоить методику выбора экономичного режима эксплуатации двухтрансформаторной подстанции (ТП), включая в работу (в зависимости от нагрузки) один или два трансформатора.

2. Краткие теоретические сведения

Потери мощности в трансформаторе ΣP складываются из потерь в стали сердечника (потери холостого хода) ΔP_{xx} и потерь в обмотках трансформатора (потери короткого замыкания) $\Delta P_{кз}$. Потери в стали сердечника не зависят от нагрузки трансформатора, а потери в обмотках изменяются пропорционально квадрату нагрузки (мощности S или тока I). В паспортных данных для данного типа трансформатора приводится значение потерь к.з. для номинальной нагрузки $\Delta P_{кн}$.

Суммарные потери мощности в одном трансформаторе при нагрузке S определяются зависимостью:

$$(\Sigma P)_1 = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кн} \left(\frac{S}{S_H} \right)^2 = \Delta P_{xx} + \frac{\Delta P_{кн}}{S_H^2} \cdot S^2, \quad (5.1)$$

где S - заданная нагрузка;

S_H - номинальная мощность трансформатора.

Зависимость (5.1) имеет вид, показанный на рис. 5.1 (кривая 1).

Суммарные потери в двух однопольных трансформаторах при общей нагрузке S определяются зависимостью:

$$(\Sigma P)_2 = 2\Delta P_{xx} + \frac{\Delta P_{кн}}{2S_H^2} \cdot S^2. \quad (5.2)$$

Зависимость (2) имеет вид, показанный на рис. 6.1 (кривая 2). При значении $S_{гр}$. (граничная мощность) потери мощности в одном трансформаторе и двух одновременно включенных оказываются равными.

Величину $S_{гр}$. можно получить, если приравнять правые части зависимостей (1) и (2) и решить полученное уравнение относительно S . Получим

$$S_{гр} = S_H \sqrt{\frac{2\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кн}}}. \quad (5.3)$$

Величина $S_{гр}$ имеет важное практическое значение, т.к. позволяет выбрать оптимальный режим эксплуатации трансформаторной подстанции. При нагрузках $S \leq S_{гр}$ целесообразна работа при включении одного трансформатора; при $S \geq S_{гр}$ целесообразно включать два трансформатора. При этом достигается минимум потерь мощности и энергии. Оценить эффект от снижения потерь мощности можно, определив разность потерь ΔP_{1-2} для нагрузки S при включении одного трансформатора (ΣP)₁ и двух - (ΣP)₂;

$$\Delta P_{1-2} = \left| \Delta P_{xx} - \frac{\Delta P_{KH}}{2S_H^2} \cdot S^2 \right|. \quad (5.4)$$

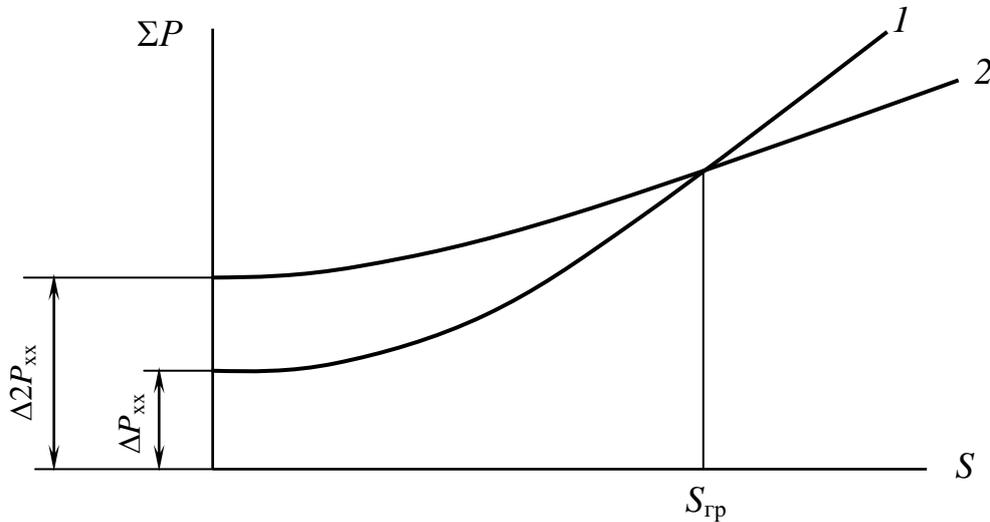


Рис. 5.1. Зависимость потерь мощности от нагрузки при включении одного и двух трансформаторов

3. Порядок выполнения работы

3.1. Для заданных преподавателем типов трансформаторов (приложение к лабораторной работе 4) по формулам (5.1) и (5.2) рассчитать и построить зависимости потерь мощности от нагрузки при включении одного и двух трансформаторов (см. рис. 5.1). По рисунку определить $S_{гр}$ и показать на рисунке.

3.2. Определить значение $S_{гр}$ по формуле (5.3). Сравнить этот результат с данными п. 3.1.

3.3. По заданной преподавателем величине ΔP_{1-2} (в пределах 0,1...0,2 % от S_H), используя формулу (4), определить зону нагрузок $S_1 \dots S_2$, в пределах которой значение ΔP_{1-2} будет меньше заданной величины.

3.4. Расчеты и построения, аналогичные приведенным в п. 3.1.-3.3, выполнить для опытных данных, полученных в лабораторной работе № 6.

4. Содержание опыта

- 4.1. Цель работы.
- 4.2. Основные расчетные формулы.
- 4.3. Исходные данные и результаты расчетов и построений.
- 4.4. Получить аналитическую зависимость, аналогичную формулу (7.3) для двух трансформаторов разных типов.
- 4.5. Выводы.

5. Литература

См. п. 5 лабораторной работы 5.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №6 МАСЛЯНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Цель работы: изучить назначение, устройство, принцип действия, технические характеристики, область применения масляных выключателей.

Оборудование и приборы: многообъемный (баковый) масляный выключатель типа С-35, дугогасительные устройства выключателей типов У-110, малообъемные выключатели типов ВМГ-10.

Краткие теоретические сведения

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрической цепи в различных режимах:

- длительная нагрузка,
- перегрузка,
- короткое замыкание (КЗ),
- холостой ход,
- несинхронная работа.

По конструкции различают основные типы выключателей:

- масляные многообъемные выключатели (Баковые выключатели с открытой дугой, Баковые выключатели с гасительными камерами)
- **масляные малообъемные выключатели (с одним дугогасительным разрывом на полюс, с двумя дугогасительными разрывами на полюс)**

Конструктивными частями всех выключателей являются: корпус, изоляционная конструкция, приводной механизм, токоведущие части, контактная система (подвижные и неподвижные контакты) с дугогасительным устройством (ДУ) или, за редким исключением, без такового (выключатель с открытой дугой).

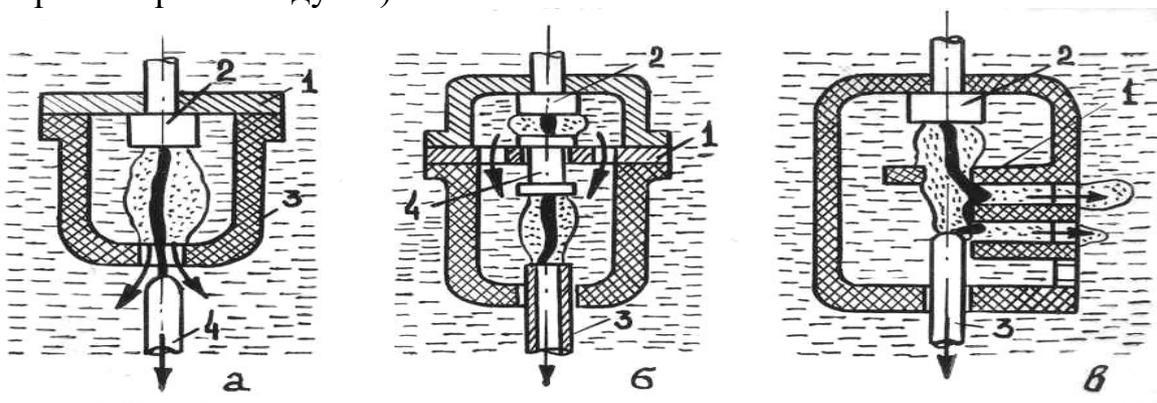
В масляном выключателе (МВ) контакты замыкаются и размыкаются в изоляционном (трансформаторном) масле, которое вследствие высокой температуры электрической дуги между контактами (до 18000°K в стволе дуги) испаряется и разлагается на газы (1 г масла дает приблизительно 1500 см^3 газов).

По принципу действия ДУ разделяются на две основные группы:

- с автодутьем, в которых высокое давление и большая скорость движения паров масла и газов в зоне дуги создаются за счет энергии дуги;

- с принудительным масляным дутьем, у которых масло в зону дуги нагнетается с помощью специальных гидравлических устройств.
- Наиболее эффективными и простыми являются ДУ первой группы.
- Различают следующие типы ДУ с автодутьем:
 - простая гасительная камера, в которой газомасляное дутье происходит только после выхода подвижного контакта из отверстия в нижней части камеры;
 - ДУ с принудительным газомасляным дутьем еще до выхода подвижного контакта из ДУ, в которых используется направленное продольное, поперечное или встречно-поперечное дутье.

На рисунке 1.1 показаны различные ДУ масляных выключателей с автодутьем (простая дугогасительная камера, камера продольного дутья, камера поперечного дутья).



а – простая дугогасительная камера; б – камера продольного дутья;
в – камера поперечного дутья

Рис. 6.1. Типы ДУ

Камера первого типа представляет собой (рис. 6.1 а) корпус из металла (с изолированными стенками) или из специальной пластмассы с большой механической прочностью, в верхней части 1 которого закрепляется неподвижный контакт 2, а в нижней 3 имеется отверстие для подвижного контакта 4 цилиндрической формы. В камере такого типа газомасляное дутье происходит только после выхода подвижного контакта из отверстия в камере.

Камеры второго типа разделены (рис. 6.1 б, в) на две части с помощью изоляционных перегородок 1. В камере продольного дутья (см. рис. 6.1 б) при отключении МВ вначале возникает дуга (генерирующая) между неподвижным контактом 2 и промежуточным 4, создающая давление в камере. После размыкания промежуточного 4 и подвижного 3 контактов между ними также возникает дуга (гасимая), гашение которой осуществляется газомасляным потоком из верхней части камеры через отверстия, и через полость трубчатого подвижного контакта 3 в бак МВ. В ДУ с попе-

речным дутьем (см. рис. 6.1 в) выход газомасляного потока в бак МВ происходит после того, как подвижный контакт 3, по мере его движения вниз, откроет поперечные щели (отверстия) в камере. ДУ с масляным дутьем позволяют существенно повысить надежность работы МВ, увеличить их токи отключения и номинальные напряжения.

Конструкции масляных многообъемных выключателей

В масляных баковых выключателях масло служит для гашения дуги и для изоляции токоведущих частей. При напряжении до 10 кВ (в некоторых типах выключателей до 35 кВ) МВ имеет один бак, в котором находятся контакты всех трех фаз, при большем напряжении для каждой фазы предусматривают отдельный бак.

Основные преимущества баковых МВ: простота конструкции, высокая отключающая способность, пригодность для наружной установки.

Недостатки баковых МВ: взрыво- и пожароопасность, необходимость периодического контроля за состоянием и уровнем масла в баке и вводах; большой объем масла и связанные с этим большие габариты и масса МВ.

Баковые выключатели с открытой дугой

МВ серии ВМБ (В - выключатель, М - масляный, Б - баковый) и ВМЭ (В - выключатель, М - масляный, Э - экскаваторный) на номинальный ток отключения 1,25 кА относятся к МВ с открытой дугой (без ДУ).

Баковый МВ типа ВМЭ-6-200 на номинальное напряжение 6 кВ, номинальный ток 200 А и номинальный ток отключения 1,25 кА (рис. 2).

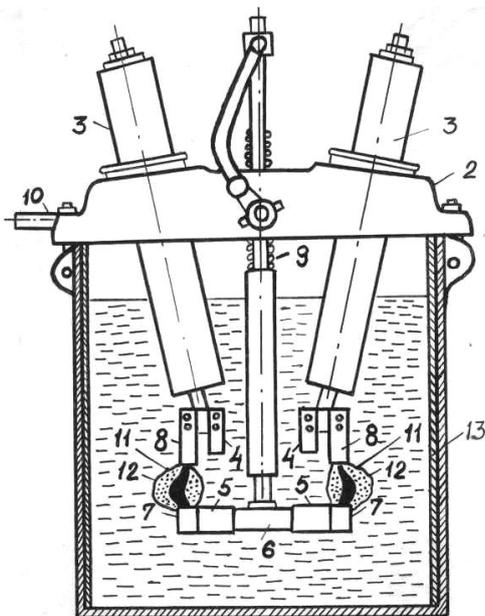


Рис. 6.2. Масляный баковый выключатель ВМЭ-6-200

Стальной бак 1 выключателя подвешен к литой чугунной крышке 2 с помощью болтов. На стенках бака 1 имеются изоляционные покрытия 13. Через крышку 2 проходят 6 фарфоровых изоляторов 3, на нижних концах которых закреплены неподвижные рабочие контакты 4 в виде медных скоб. Подвижные рабочие контакты 5 находятся на контактном мосту (траверсе) 6. Дугогасительными подвижными контактами являются латунные угольники 7, расположенные на траверсе 6, дугогасительными неподвижными – медные пластинки 8 с латунными наконечниками. Движение подвижным контактам передается с помощью изолирующей тяги от приводного механизма, расположенного под крышкой 2 выключателя.

Во включенном положении МВ траверса поднята и контактный мост 6 замыкает цепь между неподвижными контактами. При этом отключающая пружина 9 сжата. МВ во включенном положении удерживается защелкой привода, с которым он связан валом 10.

При отключении автоматически или вручную освобождается защелка и под действием пружины 9 траверса 6 быстро опускается вниз, при этом сначала размыкаются рабочие контакты 4 и 5, затем дугогасительные контакты 7 и 8. При этом образуются разрывы в двух точках на каждом полюсе МВ. Возникшие дуги 11 испаряют и разлагают масло. Давление внутри пузырей 12 достигает 0,5-1 МПа, что повышает деионизирующую способность газов. Дуги гаснут через 0,08 - 0,1 с. После гашения дуг, пузыри 12 поднимаются вверх, под крышку 2, где после залива масла в бак 1 остается воздушная подушка (примерно 20-30 % объёма). Воздушная подушка уменьшает силу удара в крышку МВ, обусловленного высоким давлением в процессе гашения дуги. Увеличение объёма воздушной подушки является недопустимым, поскольку при низком уровне масла газы попадут под крышку 2 неохлаждёнными, что может вызвать взрыв смеси водорода с воздухом.

Выключатели серии ВМЭ управляются ручными маховичными приводами типа ПМ.

Баковые выключатели с гасительными камерами

На электрических станциях и подстанциях находятся в эксплуатации баковые МВ с ДУ на напряжения 6-220 кВ.

Основные серии масляных баковых выключателей:

- МКП (М - масляный, К - камерный, П - подстанционный) - на напряжения 35,110 кВ;
- У (серия “Урал”) - на напряжения 35-220 кВ;
- С - на напряжение 35 кВ.

На рисунке 6.3 показан полюс бакового МВ типа У - 110 - 2000 – 50 на номинальное напряжение 110 кВ, номинальный длительный ток 2000 А и номинальный ток отключения 50 кА.

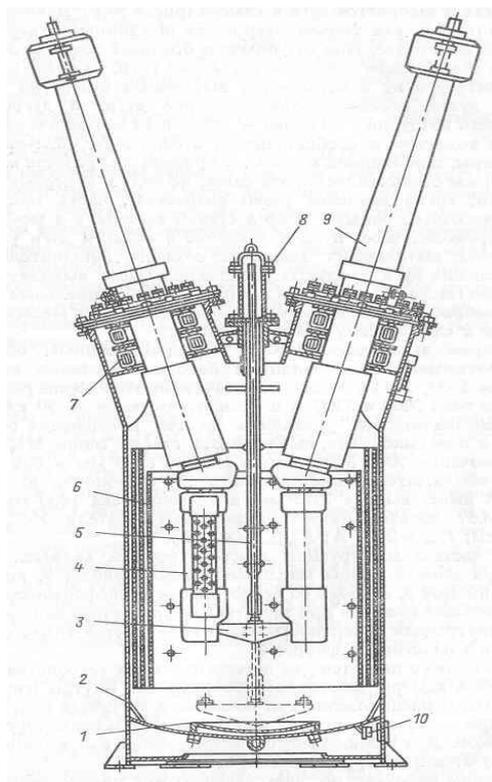


Рис. 6.3. Масляный баковый выключатель У-110-2000-50

МВ имеет три бака 2 цилиндрической формы. На крышке бака смонтированы маслonaполненные вводы 9, коробки приводных механизмов 8, предохранительный клапан, коробки со встроенными трансформаторами тока 7, и патрубки для заливки масла. На каждом баке имеются лазы для доступа внутрь бака и к устройству для подогрева (в зимнее время) масла, расположенному под днищем бака. Изнутри стенки бака в несколько слоёв изолированы древеснослоистым пластиком и фиброй 6. Приводной механизм сочленён с изолирующей тягой 5, перемещающейся в вертикальном направлении.

Два ДУ 4 с шунтирующими резисторами (для выравнивания напряжений между разрывами ДУ, и для уменьшения скорости восстанавливающегося напряжения на контактах МВ), закреплены на нижних концах вводов 9.

На днище бака установлено льдоулавливающее устройство 1, предотвращающее всплытие замерзшего конденсата.

В изоляционном корпусе 1 ДУ (см. рис. 6.4) закреплены по две камеры 2 поперечного дутья, соединенные посредством перемычки 3 с токоснимающими контактами 4. В корпусе 1 закреплены торцевые неподвижные контакты 5 и 6. Подвижная контактная система состоит из корпуса 7, в который ввернуты правый цилиндрический подвижный контакт 8 и изоляционный стержень 9, в верхней части которого закреплен подвижный контакт 10.

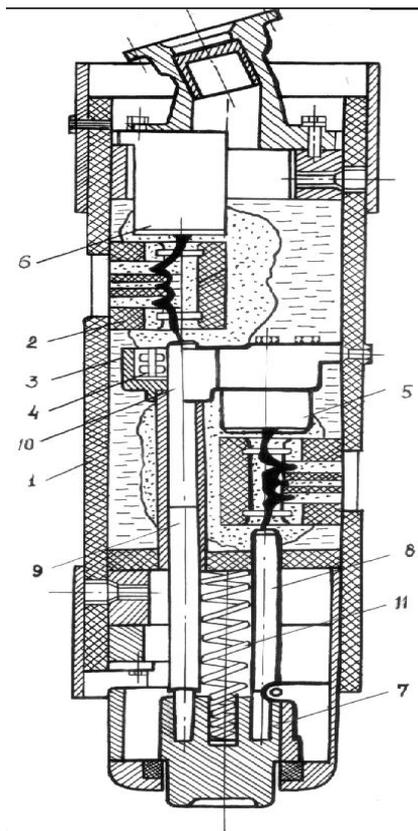


Рис. 6.4. Дугогасительное устройство выключателя У-110

При включении МВ подвижная траверса 3 (рис. 6.3) поднимается и входит (рис. 6.4) в соприкосновение с корпусом 7 (контактная система вне ДУ). При последующем движении корпуса 7 вместе с ним поднимаются подвижные контакты 8 и 10, и входят, соответственно, в неподвижные контакты 5 и 6, осуществляя замыкание цепи МВ.

При отключении МВ подвижная траверса 3 (рисунок 6.3) вместе с контактами 8 и 10 (рис. 6.4) опускается, происходит размыкание подвижных контактов 8 и 10 с неподвижными контактами 5 и 6, и возникновение двух дуг (в каждом ДУ), которые гасятся в камерах 2. Ходу подвижных контактов способствует пружина 11.

Шунтирующие резисторы (рис. 6.3) уменьшают ток через контактную систему, расположенную вне ДУ, и облегчают тем самым гашение дуг на этих контактах непосредственно в баке.

МВ управляются электромагнитными или пневматическими приводами.

Конструкции масляных малообъемных выключателей

Масло в этих выключателях в основном служит дугогасящей средой и только частично изоляцией между разомкнутыми контактами. Изоляция токоведущих частей друг от друга и от заземленных конструкций осуществляется фарфором или другими твердыми изолирующими материалами.

Дугогасительные контакты МВ находятся в стальном бачке (горшке). Маломасляные выключатели напряжением 35 кВ и выше (выпускаются

они на напряжения до 220 кВ включительно) имеют фарфоровые корпуса.

Наибольшее применение получили МВ горшкового типа с одним или двумя стальными бачками (горшками) на полюс.

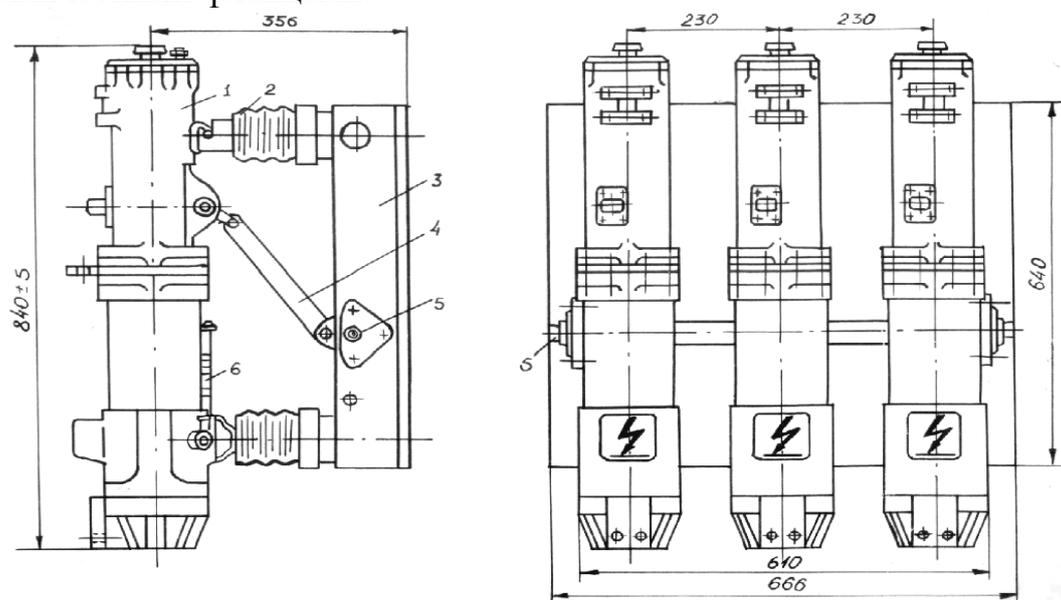
Основные преимущества малообъёмных МВ: небольшое количество масла; относительно малая масса; более удобный, чем у баковых МВ, доступ к дугогасительным контактам; возможность создания серии МВ на разное напряжение с применением унифицированных узлов.

Недостатки малообъёмных МВ: взрыво- и пожароопасность, хотя и значительно меньшая, чем у баковых МВ; относительно малая отключающая способность; необходимость периодического контроля, доливки и относительно частой замены масла в бачках.

Малообъёмные выключатели с одним дугогасительным разрывом на полюс

К МВ горшкового типа с одним разрывом на полюс относятся МВ серий ВМП (В – выключатель, М – масляный, П – подвесной) и ВМГ (В – выключатель, М – масляный, Г – горшковый).

МВ типа ВМП-10У (цифра 10 обозначает напряжение 10 кВ, буква У – для районов с умеренным климатом) состоит из трёх бачков 1, каждый из которых смонтирован (подвешен) на двух опорных изоляторах 2, закреплённых на стальной раме 3, устанавливаемой вертикально на каркасе распределительного устройства, главным образом, комплектного. Полюс выключателя (рисунок 6.5) состоит из прочного изоляционного цилиндра (бачка) 5 из стеклоэпоксидного пластика. Торцы цилиндра армированы металлическими фланцами.



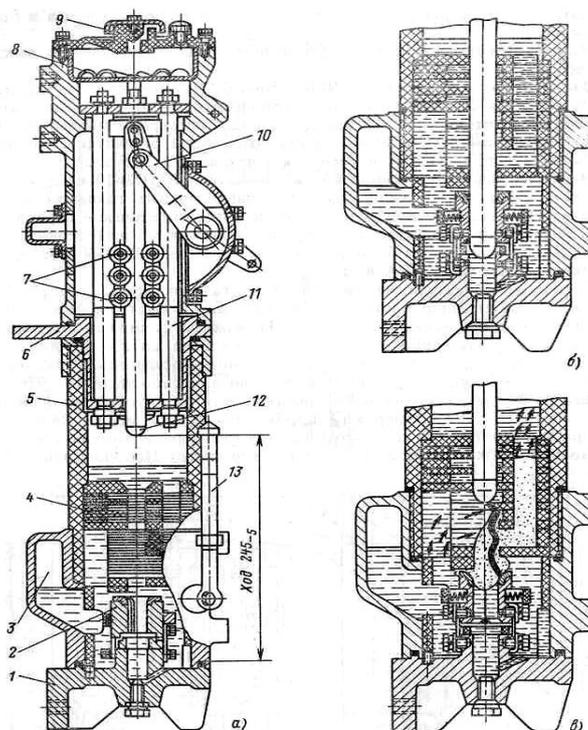
1 – корпус выключателя; 2 – опорный изолятор; 3 – стальная рама; 4 – изоляционная тяга; 5 – вал выключателя; 6 – маслоуказатель.

Рис. 6.5. Малообъёмный масляный выключатель ВМП-10

На верхнем фланце цилиндра 5 укреплен корпус 3 из алюминиевого сплава, внутри которого расположены: приводной механизм 10, подвижный контактный стержень (контакт) 12, роликовое токосъемное устройство (роликовый токосъемный контакт) 7 с направляющими 11 и маслоотделитель 8. Нижний фланец из силумина закрывается крышкой 1, внутри которой вмонтирован розеточный (неподвижный) контакт 2. У МВ типа ВМП-10 имеются два вывода: верхний 6 и нижний 1 (крышка 1 является одновременно нижним выводом полюса МВ). Для слива масла в крышке 1 имеется отверстие, закрываемое маслоспускной винтовой пробкой.

Внутри цилиндра 5 над розеточным контактом 2 расположена гасительная камера 4, собранная из изоляционных пластин с фигурными отверстиями.

Набором пластин создаются: центральное отверстие для подвижного контакта 12, три поперечные щели на разной высоте и вертикальные отверстия для выхода паров масла и газов. В верхней части гасительной камеры имеются масляные карманы. Количество масла в выключателе типа ВМП-10 – 4,5 кг. Уровень масла находится несколько выше гасительной камеры. Контроль за уровнем масла в цилиндре осуществляется по маслоуказателю 13. Качество масла должно отвечать обычным требованиям к изоляционному маслу.



а – положение «отключено»; б – положение «включено»;

в – процесс отключения

Рис. 6.6. Разрез полюса выключателя ВМП-10

Во включенном положении подвижный контакт 12 находится в розеточном контакте 2. При отключении МВ его привод, присоединённый к раме, освобождает отключающую пружину, усилие которой передаётся валу МВ, в результате чего вал поворачивается, движение его передаётся изоляционной тяге, а от неё – приводному механизму 10 и контакту 12, который движется вверх. При размыкании контактов 12 и 2, между ними возникает электрическая дуга, испаряющая и разлагающая масло (рисунок 6.6 в). В первые моменты времени контакт 12 закрывает поперечные щели в гасительной камере 4, поэтому давление резко возрастает и часть масла заполняет буферный объём 3, сжимая в нем воздух. Как только контактный стержень 12 открывает первую поперечную щель, начинается поперечное дутьё газами и парами масла. При переходе тока через нулевое значение, давление в газопаровом пузыре снижается и сжатый воздух буферного объёма 3, действуя подобно поршню, нагнетает масло в область дуги, обеспечивая дополнительное дутьё в моменты времени, когда интенсивность газообразования уменьшается. При дальнейшем движении контактного стержня 12 длина дуги увеличивается. Открываются вторая и третья поперечные щели, и дуга гаснет. Пары масла в верхней части бачка конденсируются и масло стекает вниз. Газы выходят из бачка через отверстие в маслоотделителе 8 и крышке 9 (рисунок 6.6 а), закрываемой колпачком. В крышке 9 имеется маслоналивное отверстие с винтовой пробкой.

При отключении больших токов дуга гаснет в нижней части за счёт интенсивного поперечного дутья. При отключении малых токов дуга поперечным дутьём паров и газов не гасится, а поэтому тянется за стержнем 12 и в верхней части камеры испаряет масло в масляных карманах, создавая дополнительное встречно-радиальное дутьё, а затем при выходе стержня 12 из камеры – продольное дутьё. Время гашения дуги при отключении больших токов не превосходит 0,015-0,025 с.

Отключающая способность выключателей серии ВМП составляет от 20 до 31,5 кА, номинальный продолжительный ток от 630 до 3200 А.

Малообъёмные выключатели с двумя дугогасительными разрывами на полюс

К таким МВ относятся МВ серий МГГ (М – масляный, Г – горшковый, Г – генераторный), МГ (М – масляный, Г – генераторный), ВГМ (В – выключатель, Г – генераторный, М – масляный). Эти выключатели выполняются на большие номинальные токи (ВГМ – на токи до 11200 А) и большую отключающую способность (МГГ – на токи 45 и 63 кА, ВГМ – на ток 90 кА).

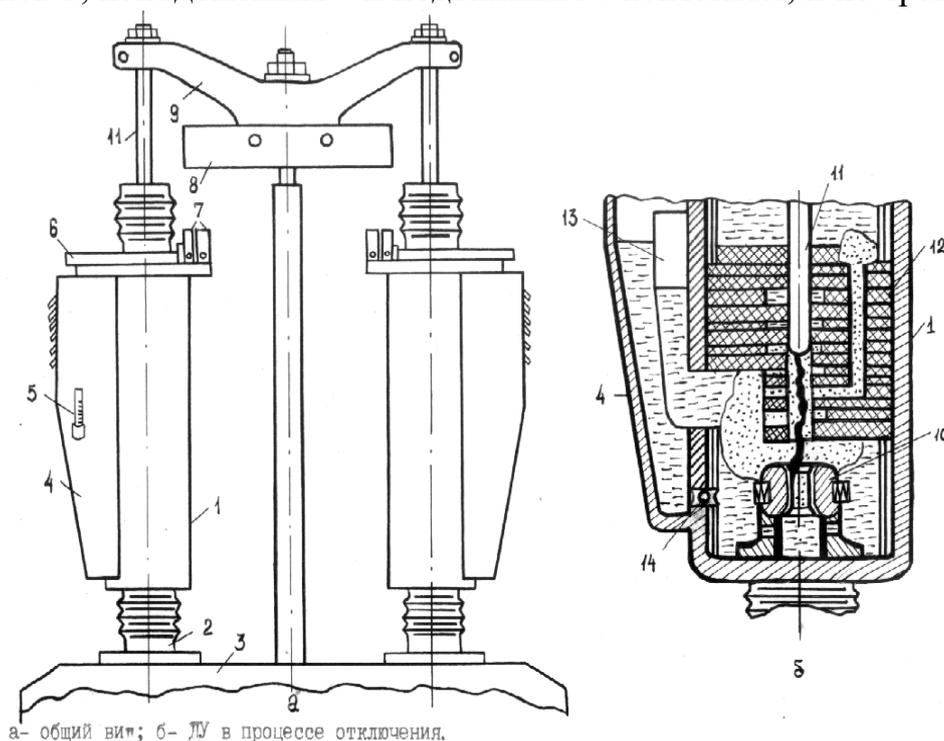
МВ таких серий имеют на полюс по две пары контактов (рабочие и дугогасительные), при этом рабочие контакты предусматривают снаружи, а дугогасительные - внутри металлического бачка (горшка). Наличие рабо-

чих и дугогасительных контактов связано с тем, что при больших номинальных токах нельзя обойтись контактами, выполняющими одновременно роль рабочих и дугогасительных.

Использование двух бачков на полюс, а, следовательно, двух дугогасительных разрывов, обеспечивает повышенную отключающую способность МВ. На рисунке 6.7 а, б показаны конструктивные схемы полюса и ДУ выключателя МГГ-10.

Металлические бачки 1 закреплены на опорных изоляторах 2, установленных на металлической сварной раме 3. Внутри рамы 3 расположены приводной рычажный механизм и отключающие пружины. В каждом бачке 1 имеются дугогасительные контакты и камера поперечного дутья. К бачкам 1 приварены дополнительные резервуары 4, соединённые с нижними частями горшков 1 через шариковые клапаны. Уровень масла в выключателе контролируется с помощью маслоуказателей 5.

В МВ имеются два контура: главный и дугогасительный. Ток главного контура (см. рис. 6.7 а) проходит по контактным угольникам 6, крышкам бачков 1, неподвижным 7 и подвижным 8 контактам, и по траверсе 9.



а – общий вид; б – ДУ в процессе отключения

Рис. 6.7. Малообъёмный масляный выключатель МГГ-10

Ток дугогасительного контура проходит от контактного угольника 6 по стенкам бачков 1, в розеточный контакт 10 (рис.6.7 б), затем по дугогасительному подвижному контакту 11 первого бачка, по траверсе 9 (рис. 1.7 а) через дугогасительный подвижный контакт второго бачка, и по его

стенкам - к крышке и контактному угольнику этого бачка. Когда МВ включен, большая часть тока проходит по главному контуру вследствие меньшего сопротивления этой цепи.

При отключении МВ первыми размыкаются рабочие контакты, затем - дугогасительные. Образовавшаяся дуга (рисунок 6.7 б) испаряет и разлагает масло. В первые моменты времени поперечные каналы в гасительной камере 12 перекрыты подвижным контактом 11, давление в нижней части бачков 1 увеличивается, и воздух в буферном объеме 13 сжимается. По мере движения контакта 11 вверх открываются поперечные каналы в камере 12 и начинается интенсивное поперечное дутьё. Время гашения дуги – 0,025-0,04 с.

В верхней части каждого бачка 1 имеется отверстие, через которое образовавшиеся при гашении дуги газы попадают в маслоотделитель, расположенный в резервуаре 4, и затем выбрасываются через отверстия наружу, а масло стекает в резервуар 4 и проходит в бачок 1 через шариковые клапаны 14 (рисунок 6.7 б), которые препятствуют его обратному движению при гашении дуги.

При включении МВ первыми замыкаются дугогасительные контакты, затем - рабочие, на которых дуги не образуются.

Для управления МВ используется электромагнитный привод типа ПЭ-21.

Программа работы

Изучить:

- назначение и конструкцию выключателей и их основных узлов (контактную систему, дугогасительное устройство, изоляцию между фазами, между токоведущими частями и заземленными частями, между размыкаемыми контактами в отключенном положении выключателей);
- электрическую схему при различных положениях выключателя (во включенном положении, в процессе отключения (гашения дуги), в отключенном положении);
- взаимодействие всех элементов во время работы выключателя;
- процесс гашения дуги в дугогасительном устройстве;
- основные технические параметры выключателей (номинальные напряжения, номинальные рабочие токи и токи отключения, времена включения и отключения, параметры динамической и термической стойкости);
- особенности каждого из типов выключателей и области их применения.

Содержание отчета

Каждый студент по данной работе составляет индивидуальный отчет по заданному преподавателем типу выключателя (см. таблицу).

Отчет содержит следующие разделы.

1. Цель работы.
2. Конструкция выключателя (схематично):
 - общий вид с указанием основных элементов;
 - дугогасительное устройство (основные элементы, потоки масла и газов на разных этапах гашения дуги);
 - контактная система (положение подвижных и неподвижных контактов на разных этапах отключения выключателя).
3. Электрическая схема с указанием путей протекания тока на разных этапах процесса отключения.
4. Основные технические параметры (в форме таблицы) с указанием диапазона значений для заданного типа выключателя.
5. Расшифровка условного обозначения заданного выключателя.
6. Отличительные особенности выключателя по сравнению с другими.
7. Область применения выключателя.

Вариант задания	Таблица Тип выключателя
1	С-35
2	У-110
3	ВМПЭ-10
4	ВКЭ-10
5	МГГ-10
6	ВМТ-110
7	ВМТ-220

Вопросы для самостоятельной подготовки

1. Что такое выключатель? Для чего он предназначен?
2. Какова особенность масляных многообъемных и малообъемных выключателей? Чем они отличаются друг от друга, от других типов выключателей?
3. Каковы основные достоинства и недостатки баковых масляных выключателей?
4. Каковы основные достоинства и недостатки малообъемных масляных выключателей?
5. Перечислить основные элементы баковых масляных выключателей.
6. Перечислить основные элементы малообъемных масляных выключателей.
7. Чем определяется уровень масла в масляных выключателях?
8. Как выполнена изоляция токоведущих частей относительно друг друга, относительно земли и между размыкаемыми контактами в отклю-

ченном положении в многообъемных масляных выключателях и как выполнена эта изоляция в малообъемных масляных выключателях?

9. По каким конструктивным признакам можно судить о величинах номинального напряжения, номинального тока, номинального тока отключения?

10. Как устроены дугогасительные камеры в многообъемных и в малообъемных масляных выключателях?

11. Как организовано поперечное и продольное дутье в дугогасительных камерах при гашении дуги? Какие физические явления для этого используются?

12. Как устроена контактная система в выключателях С-35, У-110, МКП-220? Почему принята такая их конструкция?

13. Чем отличается контактная система малообъемных масляных выключателей на номинальные токи до 2 кА от выключателей на номинальные токи выше 2 кА?

14. Как происходит отключение выключателей? В какой последовательности размыкаются контакты в выключателях? Для чего выбрана такая последовательность?

15. Для чего предназначены активные сопротивления, встроенные в выключатели серий У и МКП?

16. В какой момент времени и за счет чего гаснет дуга в масляных выключателях?

17. Чем отличаются процессы отключения больших и малых токов?

18. Каковы причины взрывов многообъемных выключателей? Что делается для предотвращения взрывов? Чем определяется уровень масла в баке выключателя?

19. С какой целью подогревается масло в масляных выключателях?

20. Какие типы масляных выключателей в настоящее время выпускаются отечественной промышленностью?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №7

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ И ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Цель работы: изучить назначение, устройство, принцип действия, технические характеристики, область применения электромагнитных и вакуумных выключателей.

Техническое обеспечение: вакуумный выключатель типа ВВТЭ-10 и вакуумный контактор типа КВТ-10.

Краткие теоретические сведения

Электромагнитные выключатели для своей работы не требуют масла или сжатого воздуха, могут выполнять большое количество включений и

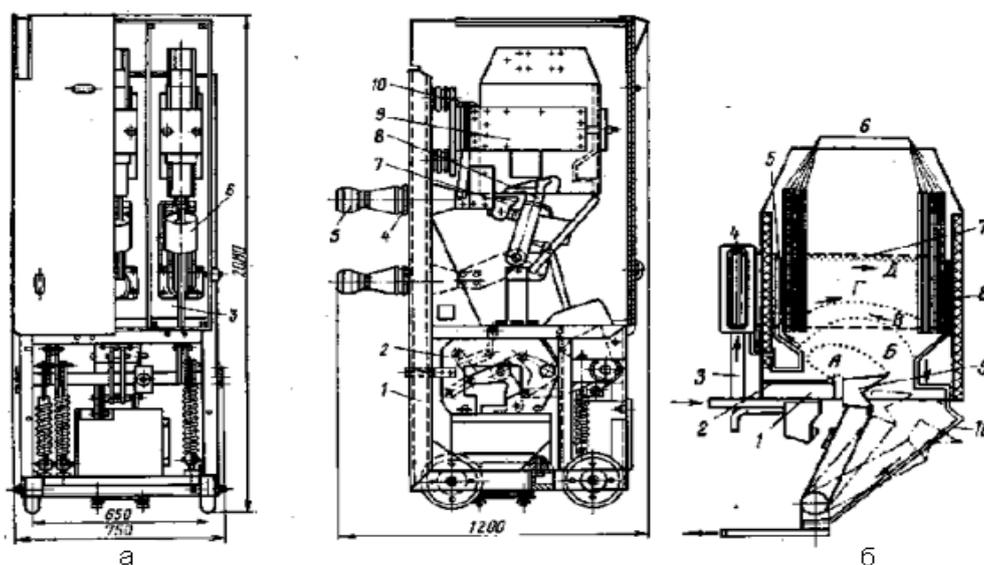
отключений без ревизии и находят применение на напряжениях 6-20 кВ при частых коммутациях электрической цепи. Они гарантируют низкий уровень коммутационных перенапряжений и имеют меньшее обгорание контактов. Кроме того, эти выключатели обеспечивают чистоту обслуживания, обусловленную отсутствием масла, а отсюда - снижение расходов на обслуживание и эксплуатацию. Быстродействие выключателя при отключении больших токов дает соответствующее уменьшение вредных воздействий (термических и динамических) токов на элементы электроустановок.

Повышенная износостойкость дугогасящей части выключателей обеспечивает большое допустимое число коммутационных операций без ревизий. Эти преимущества позволили найти широкое применение этим выключателям.

Принцип работы и конструкция выключателя ВЭМ-6

Принцип работы электромагнитных выключателей основан на гашении электрической дуги в дугогасительной камере, содержащей пакет керамических пластин, в который дуга затягивается поперечным магнитным полем, возбужденным током дуги. Дуга, возникающая при размыкании дугогасительных контактов, под действием электродинамических сил контура тока и тепловых конвекционных потоков поднимается вверх и входит в дугогасительную камеру, постоянно увеличивая свое сопротивление.

Выключатель ВЭМ – 6 (рис. 7.1) установлен на тележке и предназначен для ячеек КРУ.



а – общий вид; б – дугогасительная камера

Рис. 7.1. Выключатель вакуумный ВЭМ-6

Вакуумный выключатель ВЭМ-6 (рисунок 1.14 а) состоит из сварного основания 1, пружинного привода 2, трех полюсов, трех съемных дугогасительных камер 9, изоляционного кожуха. Он имеет рабочие и дугогасительные контакты, расположенные на открытом воздухе.

Токоведущие стержни находятся внутри проходных изоляторов 4, отлитых из эпоксидной смолы. На нем устанавливаются подвижный розеточный контакт шкафа КРУ с одной стороны, а с другой – корпуса главного неподвижного 7 и подвижного контакта выключателя 8. Подвижный контакт вращается на опорном изоляторе с помощью изоляционной тяги.

На стальной раме 1 с помощью изоляторов укреплены дугогасящее устройство 9 и катушка магнитного дутья 10. Дугогасительная камера состоит из пакета, собранного из пластин циркониевой керамики, склеенных между собой в единый блок. Каждая пластина пакета в нижней части имеет \wedge -образный вырез, вершина которого смещена от середины пластины с чередованием смещения в разные стороны в каждой паре пластин. Такое чередование образует лабиринт, в который затягивается электрическая дуга при отключении. Пакет устанавливается между боковыми пластинами и колодками, упирается в распорки и закрыт керамическими плитами. В верхней части камеры имеется выхлопное устройство, состоящее из ряда вертикально расположенных изоляционных пластин, предназначенных для предотвращения перекрытия щелей по горячим газам, образующимся в процессе отключения. По краям пакета помещены медные рога, по которым перемещается основание дуги в процессе отключения.

Кожух служит для изоляции полюсов друг от друга и выхлопных газов от металлических частей шкафа КРУ. Он состоит из трех изоляционных коробов, соединенных между собой. На выключателе кожух фиксируется распорками и болтами и упирается на основание.

Для передачи движения подвижным контактам полюсов от вала выключателя служит изоляционная тяга. Поршневое устройство служит для создания воздушного потока с целью перебрасывания дуги на дугогасительный рог.

Процесс отключения выключателя

При отключении сначала размыкаются рабочие, затем - дугогасительные контакты, между которыми возникает дуга. Под действием электродинамических сил контура и воздушного потока, созданного поршневым устройством, дуга перебрасывается на передний дугогасительный рог и включает в цепь катушку магнитного дутья. Создается магнитное поле, которое, взаимодействуя с током дуги, перемещает её со скоростью 30 м/с внутрь дугогасительной камеры. При

движении вверх дуга удлиняется, попадая в лабиринтовые щели камеры. Соприкасаясь со стенками камеры, дуга охлаждается и через 0,01 – 0,02 с гаснет.

На рисунке 1.14 б показаны различные положения, которые занимает электрическая дуга, поднимаясь по камере от положения А до положения Д. Одно её основание задерживается на металлокерамической напайке неподвижного дугогасительного контакта, а второе перемещается по верхней кромке подвижного дугогасительного контакта (положения «А», «Б»). Постепенно удлиняясь, дуга перебрасывается с подвижного контакта на правый рог и занимает положение «В».

Создается интенсивное магнитное поле, пронизывающее камеру перпендикулярно плоскости, в которой двигается дуга. Это магнитное поле взаимодействует с током дуги. Усилие воздействия магнитного поля на дугу направлено всегда в сторону затягивания дуги в камеру, где она занимает последовательно положения «Г» и «Д». Дуга приобретает зигзагообразную форму и отдает тепло керамическим пластинам. Благодаря этому сопротивление дуги увеличивается и, при очередном переходе тока через нуль, дуга гаснет. Горячие газы, образующиеся при горении дуги, выходят вверх по узким щелям между пластинами, охлаждаясь до такой степени, что выброса пламени из камеры не наблюдается.

При отключении малых токов (до 1000 А) напряженность магнитного поля, создаваемого катушками электромагнитов, весьма мала и не может обеспечивать быстрое вытягивание дуги в камеру. Для улучшения гашения дуги таких токов служит поршневое устройство.

Выключатели этого типа выпускается на напряжение 6 – 10кВ, номинальный ток до 3200 А и ток отключения до 40 кА и имеют исполнения: ВЭМ – 6, ВЭ – 6, ВЭС – 6, ВЭЭ – 6, ВЭ – 10, ВЭЭС – 6.

Достоинства электромагнитных выключателей:

- полная взрыво – и пожаробезопасность;
- малый взнос дугогасительных контактов (до 40 отключений тока величиной 34 кА без ревизии и ремонта);
- пригодность для работы в условиях частых включений и отключений;
- относительно высокая отключающая способность.

Недостатки электромагнитных выключателей:

- сложность конструкции дугогасительной камеры с системой магнитного дутья;
- ограничений верхний предел номинального напряжения (не более 15 – 20 кВ);
- ограниченная пригодность для наружных установок.

Порядок выполнения работы

Изучить:

- назначение и конструкцию выключателей и их основных узлов (контактную систему, дугогасительное устройство, изоляцию между фазами, между токоведущими частями и заземленными частями, между размыкаемыми контактами в отключенном положении выключателей);
- электрическую схему при различных положениях выключателя (во включенном положении, в процессе отключения (гашения дуги), в отключенном положении);
- взаимодействие всех элементов во время работы выключателя;
- процесс гашения дуги в дугогасительном устройстве;
- основные технические параметры выключателей (номинальные напряжения, номинальные рабочие токи и токи отключения, времена включения и отключения, параметры динамической и термической стойкости);
- особенности каждого из типов выключателей и области их применения.

Содержание отчета

Каждый студент по данной работе составляет индивидуальный отчет по заданному преподавателем типу выключателя (см. таблицу).

Таблица

Вариант задания	Тип выключателя
1	ВЭМ-10Э
2	ВЭ-10
3	ВЭ-6
4	ВВТЭ-10
5	КВТ-10

Отчет содержит следующие разделы.

1. Цель работы.
2. Конструкция выключателя (схематично):
 - общий вид с указанием основных элементов;
 - дугогасительное устройство (основные элементы, их взаимодействие, воздействие магнитных полей на электрическую дугу на разных этапах ее гашения);
 - контактная система (положение подвижных и неподвижных контактов на разных этапах отключения выключателя).
3. Электрическая схема с указанием путей протекания тока на разных этапах процесса отключения.

4. Основные технические параметры (в форме таблицы) с указанием диапазона значений для заданного типа выключателя.
5. Расшифровка условного обозначения заданного выключателя.
6. Отличительные особенности выключателя по сравнению с другими.
7. Область применения выключателя.

Вопросы для самостоятельной подготовки

1. Что такое выключатель? Для чего он предназначен?
2. Какова особенность электромагнитных и вакуумных выключателей? Чем они отличаются друг от друга, от других типов выключателей?
3. Как выполнена изоляция токоведущих частей относительно друг друга, относительно земли и между размыкаемыми контактами в отключенном положении электромагнитных выключателей и как выполнена эта изоляция в вакуумных выключателях?
4. Как устроена контактная система в электромагнитных и вакуумных выключателях? Почему принята такая их конструкция? В какой последовательности размыкаются контакты в выключателях серий ВЭМ-10Э, ВВТЭ-10, КВТ-10? Для чего выбрана такая последовательность?
5. Какова величина зазора между контактами вакуумного выключателя в отключенном положении?
6. Как устроены дугогасительные устройства в электромагнитных и в вакуумных выключателях?
7. Как организовано магнитное дутье в электромагнитных выключателях при гашении дуги? Какие физические явления для этого используются?
8. Как и с какой целью в конструкции электромагнитного выключателя предусмотрено воздушное дутье?
9. Почему между размыкаемыми контактами при отключении вакуумных выключателей возникает дуга?
10. Какие физические явления используются для гашения дуги в вакуумных выключателях?
11. Для чего нужны металлические экраны в вакуумных выключателях?
12. В какой момент времени и за счет чего гаснет дуга в электромагнитных и в вакуумных выключателях?
13. Почему при отключении малых индуктивных токов вакуумными выключателями возможны коммутационные перенапряжения?
14. Каковы основные достоинства и недостатки электромагнитных выключателей?
15. Каковы основные достоинства и недостатки вакуумных выключателей?

16. Какова область применения электромагнитных и вакуумных выключателей?

17. Какие типы электромагнитных и вакуумных выключателей в настоящее время выпускается отечественной промышленностью?

Лабораторная работа №8

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

Цель работы: изучить принцип действия, режимы работы и конструкции измерительных трансформаторов тока, применяемых в закрытых, открытых и комплектных распределительных устройствах электроустановок.

Оборудование и приборы

Проходные одновитковые трансформаторы тока типа ТПОЛ-10

Краткие теоретические сведения

Назначение измерительных трансформаторов тока

Измерительным трансформатором тока (ТТ) называется аппарат, предназначенный для преобразования тока до значения, удобного для измерения, и выполненный таким образом, что вторичный ток, умноженный на номинальный коэффициент трансформации $K_{I,ном}$, соответствует с требуемой точностью первичному току как по модулю, так и по фазе.

Первичная обмотка ТТ включается в цепь последовательно (в рассечку токопровода), а вторичная обмотка замыкается на некоторую нагрузку (измерительные приборы и реле), обеспечивая прохождение по ней тока, пропорционального току в первичной обмотке, рисунок 8.1.

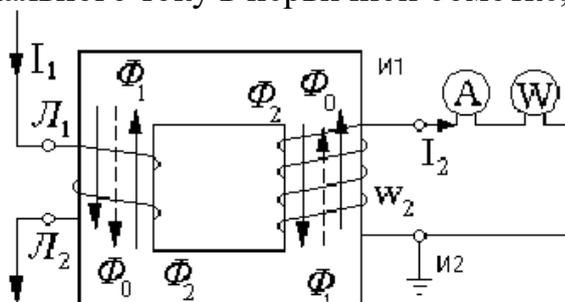


Рис. 8.1 -Принципиальная схема трансформатора тока

В ТТ высокого напряжения первичная обмотка изолирована от вторичной обмотки (земли) на полное рабочее напряжение. Один конец вторичной обмотки обычно заземляется. Поэтому она имеет потенциал, близкий к потенциалу земли.

Трансформатор тока осуществляет:

- преобразование переменного тока любого значения в переменный ток, приемлемый по значению для непосредственного измерения с помощью стандартных измерительных приборов или для работы реле защиты и автоматики;
- изоляцию измерительных приборов, а также реле защиты и автоматики, к которым имеет доступ обслуживающий персонал, от цепи высокого напряжения.

Классификация трансформаторов тока

Все ТТ классифицируются по следующим основным признакам:

- по роду установки: ТТ для работы на открытом воздухе, для работы в закрытых помещениях, для встраивания во внутренние полости электрооборудования, для специальных установок;
- по способу установки: проходные ТТ, предназначенные для использования в качестве вводов и устанавливаемые в проемах стен, потолков или в металлических конструкциях; опорные, предназначенные для установки на опорной плоскости; встраиваемые, т.е. предназначенные для установки во внутренние полости электрооборудования;
- по числу коэффициентов трансформации: с одним коэффициентом трансформации, с несколькими коэффициентами трансформации, получаемыми изменением числа витков первичной или вторичной обмотки, или обеих обмоток, или применением нескольких вторичных обмоток с различным числом витков, соответствующих различным значениям номинального вторичного тока;
- по числу ступеней трансформации: одноступенчатые, каскадные (многоступенчатые), т.е. с несколькими ступенями трансформации тока;
- по выполнению первичной обмотки: одновитковые, многовитковые.

Принцип действия и векторная диаграмма ТТ

Принципиальная схема одноступенчатого ТТ приведена на рисунке 8.1. Как видно из схемы, основными элементами трансформатора тока, участвующими в преобразовании тока, являются первичная W_1 и вторичная W_2 обмотки, намотанные на один и тот же магнитопровод. Первичная и вторичная обмотки изолированы друг от друга на полное рабочее напряжение. Это позволяет осуществлять непосредственное присоединение измерительных приборов или реле защиты и автоматики к вторичной обмотке и, тем самым, исключить воздействие высокого напряжения, приложенного к первичной обмотке, на обслуживающий

персонал. Так как обе обмотки намотаны на один и тот же магнитопровод, то они являются магнитосвязанными.

Первичный ток I_1 , проходя по первичной обмотке, создает в магнитопроводе переменный магнитный поток Φ_1 , который, пересекая витки вторичной обмотки, индуцирует в ней ЭДС. Если к вторичной обмотке присоединена нагрузка, то во вторичной обмотке и во вторичной цепи будет проходить вторичный ток I_2 , имеющий направление, обратное направлению тока I_1 . Вторичный ток I_2 создает магнитный поток Φ_2 , направленный встречно потоку Φ_1 . В результате сложения магнитных потоков Φ_1 и Φ_2 в магнитопроводе устанавливается результирующий магнитный поток Φ_0 , составляющий несколько процентов потока Φ_1 .

Для построения векторной диаграммы ТТ приведем параметры первичной обмотки к вторичной, т.е. разделим токи I_1 и I_0 на номинальный коэффициент трансформации ТТ. Тогда получим

$$I_1' = I_1 / k_{I,ном}; \quad I_0' = I_0 / k_{I,ном}. \quad (8.1)$$

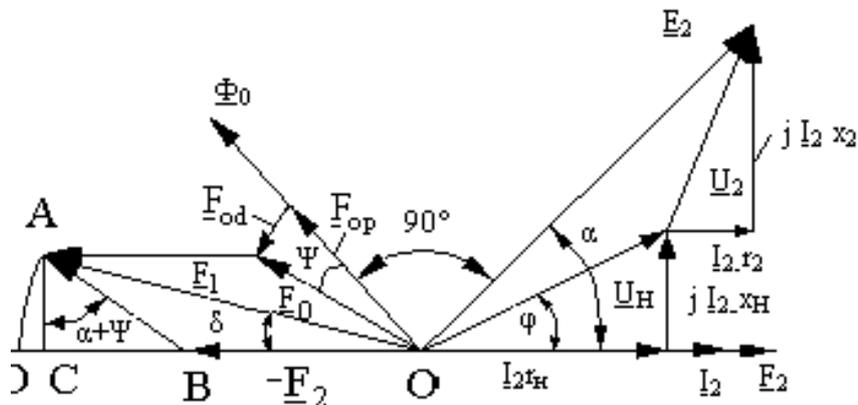


Рис. 8.2. Векторная диаграмма трансформатора тока

Путем такого приведения ТТ заменяется эквивалентным трансформатором тока с коэффициентом трансформации, равным единице.

Построение векторной диаграммы (рис. 8.2) производим следующим образом. От начала координат (точка 0) отложим вправо вектор вторичного тока I_2 и вектор магнитодвижущей силы (МДС) вторичной обмотки $F_2 = I_2 W_2$, совпадающий с ним по фазе.

Вторичный ток I_2 проходя по вторичной цепи ТТ, создает падения напряжения на сопротивлении нагрузки U_n и на сопротивлении вторичной обмотки U_2 . Сумма векторов падений напряжений U_n и U_2 равна вектору ЭДС E_2 . Угол сдвига между векторами ЭДС E_2 и тока I_2 равен:

$$\alpha = \operatorname{arctg} \frac{x_2 + x_n}{r_2 + r_n}. \quad (8.2)$$

Вектор магнитного потока $\underline{\Phi}_0$, создающего ЭДС \underline{E}_2 , опережает его на 90° . Для создания магнитного потока Φ_0 необходима МДС $\underline{F}_{op} = \underline{I}'_{op} W_1$, преодолевающая активное магнитное сопротивление, и МДС $\underline{F}_{oa} = \underline{I}'_{oa} W_1$, преодолевающая реактивное магнитное сопротивление. Вектор МДС $\underline{F}_{0,p}$, совпадает по фазе с вектором потока $\underline{\Phi}_0$, а вектор МДС $\underline{F}_{0,a}$ опережает вектор потока $\underline{\Phi}_0$ на угол 90° . Результирующая МДС, необходимая для создания потока Φ_0 , равна:

$$\underline{I}_0 W_1 = \underline{I}_1 W_1 - \underline{I}_2 W_2. \quad (8.3)$$

и опережает вектор $\underline{\Phi}_0$ на угол Ψ . Этот угол, называемый углом потерь, характеризует отношение активной составляющей МДС намагничивания к реактивной составляющей, т. е. $\Psi = \operatorname{arctg}(\underline{I}_{oa} / \underline{I}_{op})$.

Зная векторы МДС \underline{F}_0 и \underline{F}_2 , определим вектор первичной МДС \underline{F}_1 .

Погрешности трансформаторов тока

Расхождение между действительным и полученным в результате измерения значением первичного тока характеризует погрешность, вносимую ТТ в результаты измерения.

Различают три вида погрешностей ТТ: токовую, угловую и полную. Под токовой погрешностью понимается арифметическая разность двух токов – тока, составляющего результат измерения, выполненного с помощью ТТ, и действительного измеряемого тока, отнесенная к величине действительного тока, т.е.

$$\Delta I = \frac{I_2 k_{I,ном} - I_1}{I_1} \cdot 100\%. \quad (8.4)$$

Под угловой погрешностью ТТ понимается угол δ , рис. 8.2, между вектором первичного тока и повернутым на 180° вектором вторичного тока, выражаемый в угловых градусах и минутах.

Полная погрешность ТТ в установившемся режиме выражается в процентах и определяется формулой

$$\varepsilon = \frac{100}{I_1} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (K_{I,ном} \cdot i_2 - i_1)^2 dt}, \quad (8.5)$$

где i_1, i_2 – мгновенные значения первичного и вторичного токов;

I_1 – действующее значение первичного тока;

T – период тока, с.

Полная погрешность ε представляет собой относительную МДС намагничивания, выраженную в процентах, т.е.

$$\varepsilon = \frac{F_0}{F_1} \cdot 100. \quad (8.6)$$

Воспользовавшись изображенной на рис. 8.2 векторной диаграммой, представим выражения для токовой и угловой погрешностей ТТ в ином виде. Арифметическая разность векторов \underline{F}_1 и \underline{F}_2 , характеризующая токовую погрешность, равна отрезку ВD, так как ОА=ОD. Опустим из точки А перпендикуляр на ось абсцисс и обозначим место пересечения их точкой С. Угол δ составляет всего несколько минут. Поэтому, отрезок DC весьма мал и им можно пренебречь. Тогда, арифметическую разность $\underline{F}_1 - \underline{F}_2$ можно принять равной отрезку ВС. Из треугольника АВС следует, что угол $\angle BAC = \Psi + \alpha$. При таком допущении, в соответствии с выражением (8.4), токовая погрешность может быть представлена следующим образом:

$$\begin{aligned} \Delta I &= \frac{I_2 k_I - I_1}{I_1} \cdot 100\% = \frac{OB - OA}{OA} \cdot 100\% \approx \frac{OB - OC}{OA} \cdot 100\% \approx \\ &\approx \frac{CB}{OA} \cdot 100\% \quad \text{или} \quad \Delta I = \frac{I_0}{I_1} \sin(\alpha + \Psi) \cdot 100\% \end{aligned} \quad (8.7)$$

Угловая погрешность ТТ может быть определена из прямоугольного треугольника ОАС, рис. 8.2. Ввиду малости угла δ его можно принять равным его синусу, т. е.

$$\sin \delta = \delta,$$

тогда:

$$\delta = \frac{AC}{OA} = \frac{I_0}{I_1} \cdot \cos(\alpha + \Psi) \quad (8.8)$$

Если необходимо выразить угловую погрешность в минутах, то в выражение (8.8) следует ввести коэффициент перевода радиан в минуты

$$\delta' = 3440 \cdot \frac{I_0}{I_1} \cdot \cos(\alpha + \Psi) \quad (8.9)$$

Зависимость погрешностей ТТ от первичного тока

В процессе работы электрической установки первичный ток изменяется в очень широких пределах от $0,1 I_{ном}$ до тока короткого замыкания.

Рассмотрим работу ТТ в зоне номинальных токов. Приняв в выражении (8.5) $\sin(\alpha + \psi) = 1$, можно записать, что

$$\Delta I = I_0 / I_1 = \frac{I_0 \cdot W_1}{I_1 \cdot W_1} = \frac{I_0 \cdot W_1}{I_2 \cdot W_2}, \quad (8.10)$$

так как $I_1 W_1 \approx I_2 W_2$.

Подставим в выражение (8.8) вместо тока намагничивания I_0 его значение, определенное из закона полного тока, т.е.

$$I_0 = \frac{H \cdot \ell}{W_1}, \quad (8.11)$$

а вместо тока I_2 его значение, равное

$$I_2 = \frac{E_2}{z_{02}} = \frac{4.44 \cdot f \cdot W_2 \cdot B \cdot S}{z_{02}}, \quad (8.12)$$

где H - напряженность магнитного поля, А/м;
 ℓ - средняя длина магнитной индукции, м;
 B - магнитная индукция, Т;
 S - площадь поперечного сечения сердечника, м²;
 $Z_{02} = (r_n + r_2) + j(x_n + x_2)$.

имеем, после подстановки:

$$\Delta I = \frac{H \cdot \ell \cdot z_{02}}{4.44 \cdot f \cdot W_2^2 \cdot B \cdot S}. \quad (8.13)$$

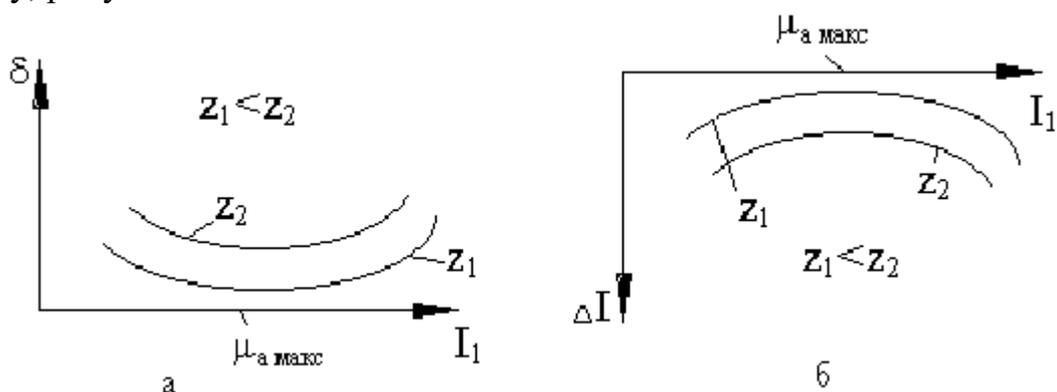
Поскольку $B/H = \mu_0$, то

$$\Delta I = \frac{l \cdot z_{02}}{4.44 \cdot f \cdot W_2^2 \cdot \mu_0 \cdot S}, \quad (8.14)$$

где μ_0 - магнитная проницаемость материала.

Из выражения (8.14) видно, что при изменении первичного тока все параметры остаются постоянными, за исключением абсолютной магнитной проницаемости μ_0 .

Кривые погрешностей ТТ по току и угловой имеют U – образную форму, рисунок 8.3.



а- угловая погрешность; б- погрешность по току

Рис. 8.3. Зависимость погрешностей трансформатора тока от первичного тока и нагрузки

Таким образом, наименьшие погрешности имеют место при первичном токе, соответствующем максимальной магнитной проницаемости. Поскольку индукция, соответствующая номинальному первичному току, значительно меньше индукции, соответствующей максимальному значению магнитной проницаемости, то наименьшие погрешности имеют место при первичном токе, превышающем номинальный в несколько раз.

Зависимость погрешностей ТТ от нагрузки

Наименьшую погрешность ТТ имеет при замкнутой накоротко вторичной обмотке. При включении нагрузки возрастает ЭДС, что ведет к увеличению тока намагничивания. Таким образом, увеличение нагрузки приводит к возрастанию погрешностей, что видно из рисунка 2.4. В пределе, при разомкнутой вторичной обмотке результирующая МДС $I_0 W_1$ становится равной МДС первичной обмотке $I_1 W_1$, т.е. она резко увеличивается, что приводит к резкому возрастанию магнитной индукции.

Кривая индукции вследствие насыщения стали сердечника, приобретает трапецевидный характер (рисунок 8.4), а кривая напряжения у зажимов вторичной обмотки становится островершинной. Пики напряжения могут достигать нескольких тысяч вольт, что представляет опасность для людей и для изоляции трансформатора. Поэтому работа трансформатора тока с разомкнутой вторичной обмоткой не допустима.

Увеличение угла сдвига φ между током и напряжением во вторичной обмотке (угла α близок к углу φ) приводит к увеличению токовой и уменьшению угловой погрешностей.

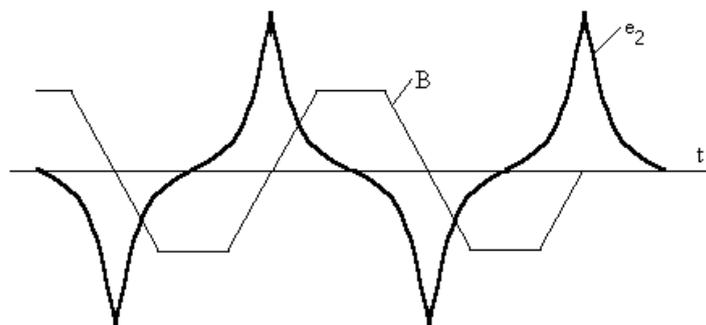


Рис. 8.4. Изменение во времени магнитной индукции и ЭДС трансформатора тока при разомкнутой вторичной обмотке

Витковая коррекция

Простейшим методом компенсации токовой погрешности ТТ является отмотка части витков вторичной обмотки (витковая коррекция). Если $W_2 = W_{2ном}$, то погрешность по току имеет отрицательный знак и определяется выражением (2.10). Если число витков вторичной обмотки взять меньше, чем $W_{2ном}$, то это приведет к увеличению тока I_2 . Увеличение вторичного тока приводит к уменьшению отрицательной токовой погрешности или даже к изменению ее знака.

Если число витков вторичной обмотки после отмотки обозначить через $W_{2\partial}$, то число отмотанных витков ΔW_2 будет равно $W_{2ном} - W_{2\partial}$. При этом действительная токовая погрешность ΔI_o определяется по выражению

$$\Delta I_o = \frac{I_0}{I_1} \sin(\alpha + \psi) + \frac{W_{2ном} - W_{2\partial}}{W_{2ном}}. \quad (8.15)$$

Из этого выражения следует, что витковая коррекция перемещает кривую погрешности по току параллельно самой себе, не изменяя ее кривизны, и поэтому действительная погрешность по току может оказаться как положительной, так и отрицательной в зависимости от того, какой из членов выражения (2.15) будет больше.

Наибольшую компенсацию необходимо делать в области малых первичных токов. Однако при этом в области номинальных токов при малых нагрузках появляется положительная погрешность, выходящая за пределы класса. Поэтому витковая коррекция не всегда дает желаемый результат, что является недостатком данного метода.

На угловую погрешность ТТ отмотка вторичных витков влияния не оказывает.

Для уменьшения угловой погрешности можно применить короткозамкнутый виток, если имеется запас по токовой погрешности. Введение такого витка вызывает увеличение активных потерь, что ведет к возрастанию угла потерь Ψ , рисунок 2.3, и уменьшению угловой погрешности и увеличению погрешности по току.

Компенсация погрешностей подмагничиванием от постороннего источника энергии

Трансформатор тока с подмагничиванием от постороннего источника состоит из двух одинаковых магнитопроводов 1 и 2, рисунок 8.5.

На каждый магнитопровод, помимо вторичной обмотки с числом витков W_2 , намотана дополнительная обмотка с числом витков W_3 , которая и используется для подмагничивания магнитопровода. Вторичные обмотки соединены последовательно и согласно, а обмотки подмагничивания - встречно.

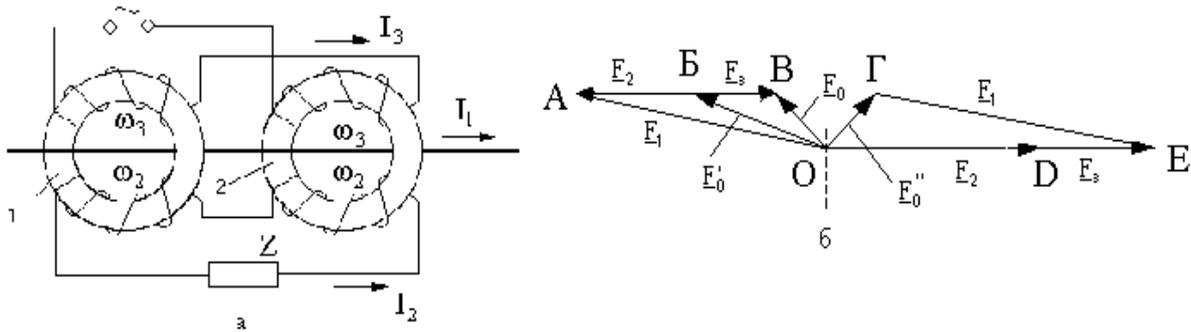
Дополнительные обмотки создают в магнитопроводах 1 и 2 одинаковые магнитные потоки, которые наводят во вторичных обмотках одинаковые, но противоположно направленные ЭДС. Последние взаимно компенсируются, поэтому дополнительные обмотки не влияют на вторичный ток трансформатора.

Магнитодвижущая сила намагничивания магнитопровода 1 при подмагничивании от постороннего источника энергии равна

$$\underline{F}'_0 = \underline{F}_1 - \underline{F}_2 + \underline{F}_3 \quad (8.16)$$

и представлена на рисунке 2.6,б вектором ОБ. МДС F_2 и F_3 в магнитопроводе 2 направлены в одну сторону.

МДС \underline{F}_2 соответствует отрезку OD, а МДС \underline{F}_3 – отрезку DE.



а - схема трансформатора тока; б - векторная диаграмма
 Рис. 8.5. ТТ тока с подмагничиванием от постороннего источника энергии

Так как МДС F_2 и F_3 имеют одинаковое направление, то МДС вторичной обмотки соответствует отрезку ОЕ, а МДС F_1 соответствует отрезку ГЕ. МДС намагничивания этого магнитопровода соответствует отрезку ОГ.

Из векторной диаграммы, рисунок 2.6, б видно, что МДС F_0' и F_0'' увеличились. Увеличение МДС намагничивания магнитопроводов 1 и 2 приводит к увеличению индукции и магнитной проницаемости магнитопроводов. Фазовый сдвиг между F_0' и F_0'' близок к 180° . Поэтому суммарная МДС намагничивания F_0 , действующая в каждом магнитопроводе, оказывается небольшой.

К недостаткам данного метода компенсации следует отнести сложность конструкции ТТ и необходимость в особом источнике энергии. В отечественной практике подмагничивание от постороннего источника применяют только для трансформаторов тока нулевой последовательности, предназначенных для защиты генераторов от замыканий на корпус.

Компенсация погрешностей ТТ подмагничиванием полями рассеяния

Данный метод компенсации погрешностей трансформатора тока называется методом магнитного шунта и широко применяется в многовитковых трансформаторах тока напряжением до 10 кВ. Прямоугольный магнитопровод 1 такого трансформатора тока снабжен магнитным шунтом 2, который выполняют в виде П – образной скобы из нескольких стальных листов, рисунок 8.6. Вторичная обмотка трансформатора тока разделена на две равные части с числом витков W_2' и W_2'' , которые расположены соответственно на стержнях I и II. Части

вторичных обмоток включены согласно. Распределение вторичной обмотки по двум стержням создает увеличенные потоки рассеяния.

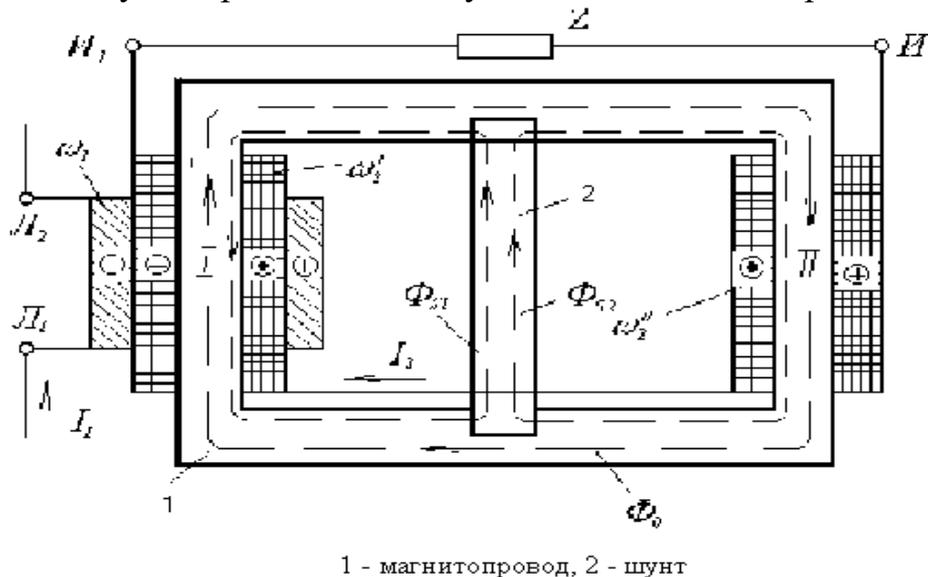


Рис. 8.6. Схема многовиткового трансформатора тока с компенсацией погрешностей методом магнитного шунта

Установка магнитного шунта 2 способствует значительному возрастанию этих потоков. В стержне II ток I_2 создает МДС, равная $I_2 w_2$. Эта МДС создает поток рассеяния Φ_{s2} , который замыкается через магнитный шунт 2.

В стержне I действует МДС, равная $I_1 w_1 - I_2 w_2$, которая создает поток рассеяния Φ_{s1} , проходящий также через магнитный шунт 2. Выбрав соответствующим образом магнитное сопротивление шунта, можно даже при малых первичных токах перенести рабочую точку в область с высоким μ_a и понизить магнитное сопротивление магнитопровода.

В результате МДС, необходимая для проведения потока Φ_0 , резко падает, что ведет к уменьшению как токовой, так и угловой погрешности трансформатора тока.

При токах, близких к номинальным и выше их, происходит насыщение магнитного шунта и компенсация перестает действовать.

Конструкции трансформаторов тока внутренней установки

Трансформаторами тока для внутренней установки называются трансформаторы тока, предназначенные для работы в отапливаемых или не отапливаемых помещениях при определенных характеристиках окружающей среды.

Характеристики окружающей среды могут сильно различаться в зависимости от климатического исполнения и категории трансформатора тока, от специфических условий его работы (в распределительных устройствах электротермических установок, в генераторных токопроводах и т.д.) и от других факторов. Группа ТТ внутренней установки весьма разнообразна и по конструктивному выполнению. Это обусловлено различной компоновкой распределительных устройств, их габаритами, способом крепления трансформаторов тока и другими обстоятельствами. Кроме того, на конструктивное выполнение ТТ в известной мере оказывают влияние его номинальные параметры (номинальное напряжение, номинальный ток, частота тока, число вторичных обмоток и т.д.).

Для основной изоляции трансформатора тока внутренней установки используется фарфор или эпоксидный компаунд. В последние годы изоляция из эпоксидного компаунда получает все более широкое распространение, вытесняя фарфоровую изоляцию.

Условное обозначение трансформатора тока внутренней установки состоит из двух частей: буквенной и цифровой. Буквенная часть состоит из нескольких букв, имеющих следующие значения: Т-трансформатор тока, П- проходной, О- одновитковый стержневой, Ш- одновитковый шинный, В- с воздушной изоляцией, встроенный или с водяным охлаждением магнитопровода, Г- для генераторных токопроводов, К- катушечный, Л-с литой изоляцией, М- модернизированные или малогабаритный, Ч- для повышенной частоты, С- специальный.

Буквы и обозначения типа трансформатора тока располагаются в определенной последовательности. Цифровая часть условного обозначения, стоящая за буквенной частью, соответствует номинальному напряжению трансформатора тока в киловольтах.

Пример условного обозначения типа трансформатора тока: трансформатор тока проходной одновитковый с литой изоляцией на номинальное напряжение 10 кВ обозначается ТПОЛ-10.

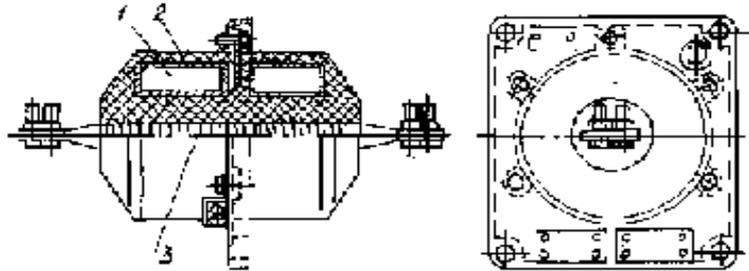
Проходные одновитковые трансформаторы тока типа ТПОЛ-10

Трансформаторы тока типа ТПОЛ-10 представляют собой проходные одновитковые (стержневые) трансформаторы тока с литой изоляцией на номинальное напряжение 10 кВ.

Трансформатор тока ТПОЛ-10, рисунок 8.7, состоит из одного или двух расположенных рядом ленточных сердечников 1, на каждый из которых намотана в виде многовитковой спирали вторичная обмотка 2.

В качестве выводов первичной обмотки используются, выступающие из корпуса, расплющенные концы стержня 3, снабженные (каждый) четырьмя болтами с гайками и шайбами

На торцах корпуса вблизи выводов имеются метки Л1 и Л2, обозначающие начало и конец первичной обмотки. Выводы вторичных обмоток расположены на боковой поверхности корпуса вблизи опорного фланца. Они снабжены метками И1 и И2, обозначающими начала и концы вторичных обмоток.



1 - ленточный сердечник; 2- вторичная обмотка; 3- первичная обмотка

Рис. 8.7. Трансформатор тока типа ТПОЛ-10

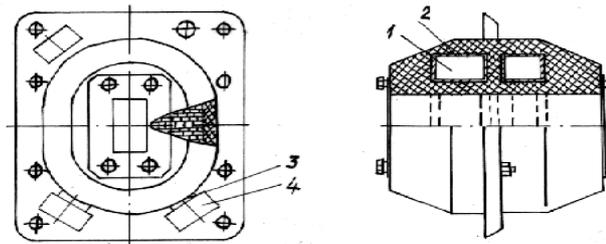
Технические данные трансформаторов тока типа ТПОЛ-10. Номинальный первичный ток: 600, 800, 1000 и 1500 А. Номинальный вторичный ток 5 А.

Проходные шинные трансформаторы тока типа ТПШЛ- 10

Трансформаторы тока типа ТПШЛ-10, рисунок 2.9, представляют собой проходные шинные трансформаторы тока с литой изоляцией, на номинальное напряжение 10 кВ. Основным назначением их является установка на генераторных шинах и шинах мощных трансформаторных подстанций.

Трансформатор тока ТПШЛ-10 состоит из двух расположенных рядом ленточных сердечников 1 овальной формы, на каждый из которых намотана в виде многовитковой спирали вторичная обмотка 2. Как и все шинные ТТ, трансформатор ТПШЛ-10 не имеет собственной первичной обмотки. Роль первичной обмотки у него выполняют шины распределительного устройства, пропускаемые через внутреннюю полость трансформатора тока.

Выводы первичной обмотки обозначаются метками Л1 и Л2. Выводы вторичных обмоток 3 расположены на боковой поверхности корпуса вблизи опорного фланца. Они снабжены метками И1 и И2, обозначающим начала и концы вторичных обмоток.



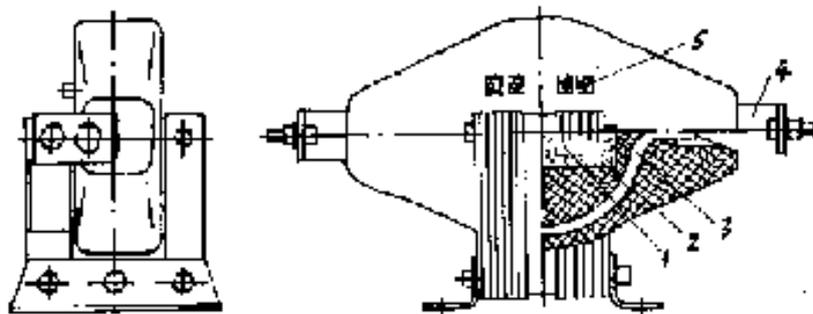
1 - ленточный сердечник; 2 - вторичная обмотка; 3 - выходы вторичных обмоток; 4 - щиток с техническими данными

Рис. 8.8. Трансформатор тока типа ТПШЛ-10

На лицевой стороне опорного фланца, рядом с выводами вторичных обмоток, установлены щитки 4 с техническими данными трансформатора тока. Технические данные трансформатора тока ТПШЛ-10: номинальный первичный ток: 2000, 3000, 4000 и 5000 А. Номинальный вторичный ток: 5 А

Проходные трансформатора тока типа ТПЛ-10

Трансформаторы тока типа ТПЛ-10, рисунок 8.9, представляют собой опорные многовитковые (с петлевой первичной обмоткой) трансформаторы тока с литой изоляцией на номинальное напряжение 10кВ.



1 - сердечник; 2- катушки вторичных обмоток; 3- первичная обмотка; 4- выходы первичной обмотки; 5- выходы вторичных обмоток

Рис. 8.9. Проходной трансформатор тока типа ТПЛ-10

Трансформатор тока ТПЛ-10 состоит из одного или двух расположенных рядом прямоугольных (шихтованных) сердечников 1, на верхних стержнях которых расположены катушки вторичных обмоток 2, намотанные из круглого изолированного провода. Катушки вторичных обмоток 2 охватываются общей первичной обмоткой 3, также имеющей вид круглой катушки, выполненной из изолированного медного провода или голой полосовой меди (в зависимости от величины номинального

первичного тока). Междувитковая изоляция обмоток выполняется из полос электрокартона, прокладываемых между витками первичной обмотки.

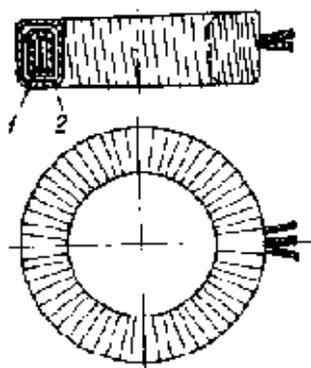
Выводы первичной обмотки 4 выполнены в виде плоских скоб, выступающих из торцов корпуса. Скобы снабжены крепежными болтами с гайками и шайбами. Вблизи скоб на боковой поверхности корпуса имеются метки Л1 и Л2, обозначающие начало и конец первичной обмотки. Выводы вторичных обмоток 5 расположены на боковой поверхности корпуса над сердечником и снабжены метками И1 и И2, обозначающими начала и концы вторичных обмоток. Технические данные трансформаторов тока типа ТПЛ10. Номинальный первичный ток: от 5 до 400 А. Номинальный вторичный ток: 5 А.

Трансформаторы тока типа ТПЛ-10 нашли широкое применение в комплектных распределительных устройствах внутренней и наружной установок.

Встроенные трансформаторы тока

Встроенные трансформаторы тока отличаются от прочих трансформаторов тока отсутствием собственной первичной обмотки и полным отсутствием вспомогательных частей, составляющих конструктивное оформление трансформатора, рисунок 8.10.

Встроенный трансформатор тока представляет собой стержневой трансформатор тока, использующий в качестве основной изоляции, изоляцию вводов масляного выключателя или силового трансформатора. Поэтому встроенные трансформаторы весьма дешевы и не требуют особого места для установки. Первичной обмоткой трансформатора служит токоведущий стержень проходного изолятора выключателя или силового трансформатора.



1-кольцевой сердечник; 2-вторичная обмотка

Рис. 8.10. Встроенный трансформатор тока

При этом кольцевой сердечник 1 трансформатора с намотанной на него вторичной обмоткой 2 располагается под крышкой выключателя в особой металлической коробочке, приваренной к крышке. Вторичная

обмотка трансформатора имеет ответвления, позволяющие изменять в определенных пределах коэффициент трансформации.

Обычно вторичная обмотка имеет четыре ответвления, причем основные выводы дают коэффициент трансформации, соответствующий номинальному току выключателя или силового трансформатора. При переходе с одного ответвления на другое точность измерения меняется.

Основным недостатком встроенных трансформаторов тока является низкая точность измерения.

Встроенные трансформаторы тока ТВ и ТВТ (Т - трансформатор тока, В- встроенный, Т- встроенный в силовой трансформатор) составляют часть конструкции выключателей с большим объемом масла на напряжении 35 кВ и выше и силовых трансформаторов.

Конструкции трансформаторов тока наружной установки

Трансформаторы тока наружной установки предназначены для работы в открытых распределительных устройствах. Характеристики среды, окружающей распределительные устройства, значительно различаются между собой. Это обусловлено различными климатическими условиями, загрязнением атмосферы промышленными уносами и т. п.

Трансформаторы тока наружной установки изготавливаются на номинальные напряжения от 35 до 1150 кВ и номинальные токи до 4000 А.

В трансформаторах тока наружной установки преимущественное применение получила бумажно-масляная изоляция.

В настоящее время выпускаются опорные ТТ наружной установки со следующими разновидностями бумажно-масляной изоляции:

- с чисто бумажно-масляной изоляцией на номинальные напряжения 35-500 кВ;
- с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа на номинальные напряжения 220, 330 и 400 кВ;
- с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа рымовидной формы на номинальные напряжения 330 - 750 кВ.

Первичная обмотка трансформатора тока наружной установки в большинстве случаев состоит из двух секций, которые могут соединяться параллельно или последовательно. Это позволяет иметь два коэффициента трансформации. Число вторичных обмоток в трансформаторах тока наружной установки бывает от двух до пяти. Одна из них предназначена для измерений, а остальные - для релейной защиты (Р).

Обозначение типа трансформатора тока наружной установки состоит из двух частей: буквенной и цифровой. Буквенная часть содержит несколько букв, имеющих следующие значения: Т- трансформатор тока; Ф- с фарфоровой изоляцией; Н- наружной установки; К- с конденсаторной бумажно-масляной изоляцией или каскадный; М- модернизированный; Д-

для дифференциальной защиты; Р- для релейной защиты с изоляцией рымовидной формы.

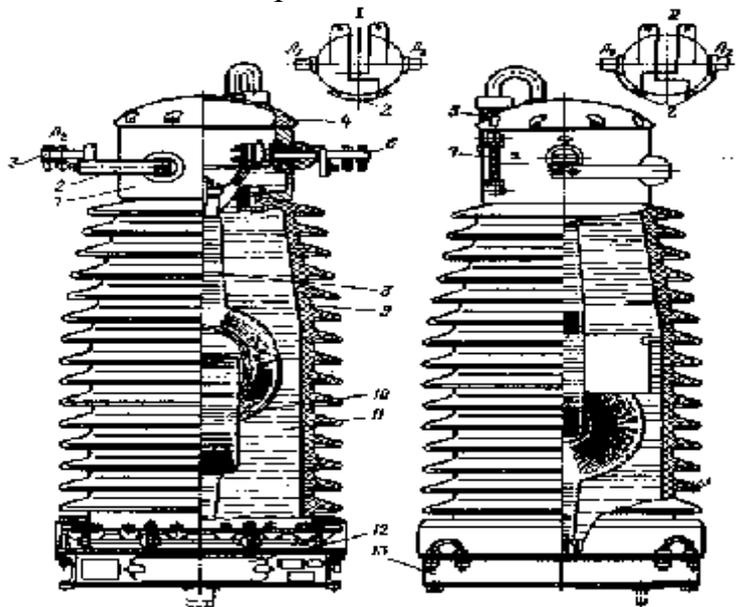
Пример обозначения типа трансформатора тока: ТФЗМ-35- трансформатор тока наружной установки с первичной обмоткой звеньевого типа расположенной в фарфоровом изоляторе, модернизированный, на номинальное напряжение 35 кВ.

Трансформаторы тока типа ТФЗМ-35

Трансформаторы тока типа ТФЗМ-35, рисунок 8.11, представляют собой опорные многovitковые маслонаполненные трансформаторы тока в фарфоровой крышке на номинальное напряжение 35 кВ.

Трансформатор тока данного типа состоит из первичной обмотки 8 и вторичной обмотки 10 с магнитопроводом, помещенным в фарфоровую крышку 9, заполненную трансформаторным маслом 11. Первичная обмотка состоит из двух секций, которые с помощью переключателя 2 могут соединяться последовательно (положение переключателя I) или параллельно (положение переключателя II), что позволяет изменять коэффициент трансформации в два раза.

Первичная обмотка из многожильного провода проходит через магнитопровод с вторичной обмоткой. Такую конструкцию обмоток называют звеньевой или восьмеричной.



1-маслорасширитель; 2- переключатель первичной обмотки; 3- ввод L_2 ; 4- крышка; 5- влагопоглотитель; 6- ввод L_1 ; 7- маслоуказатель; 8- первичная обмотка; 9- фарфоровая крышка; 10 -магнитопровод с вторичной обмоткой; 11- масло; 12- коробка выводов вторичных обмоток; 13- цоколь.

Рис. 8.1. Конструкция трансформатора тока типа ТФЗМ-35

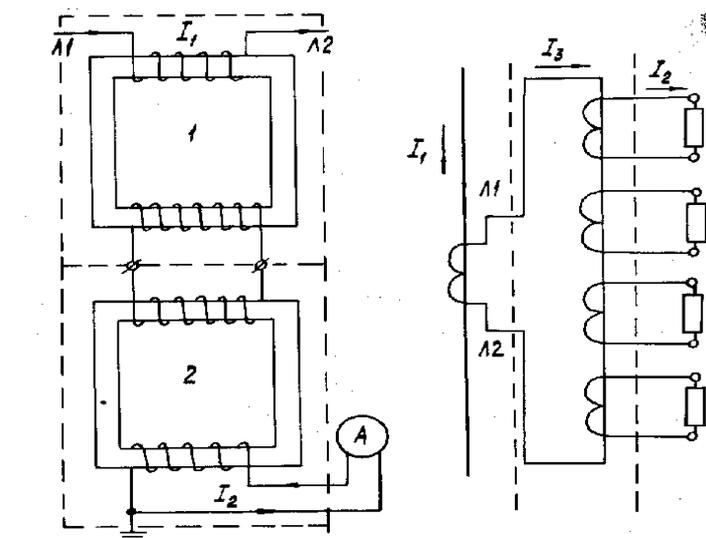
На фарфоровой крышке 9 установлен маслорасширитель 1, воспринимающий колебания уровня масла. Для поглощения влаги наружного воздуха, с которым сообщается внутренняя полость маслорасширителя, предназначен силикагелевый влагопоглотитель 5. Для наблюдения за уровнем масла в маслорасширителе предусмотрен маслоуказатель 7. Обмотки и фарфоровая крышка крепятся на стальном цоколе 13. На боковых гранях цоколя размещены коробка выводов вторичных обмоток 12 и щиток с техническими данными трансформатора тока. В стенках маслорасширителя укреплены выводы первичной обмотки 3 и 6. Вывод 6 является началом первичной обмотки и обозначен L_1 , а вывод 3 - конец первичной и обозначен L_2 . Вывод L_1 изолирован от маслорасширителя с помощью фарфоровой втулки, а вывод L_2 электрически соединен с ним.

Трансформаторы тока данного типа имеют один магнитопровод с обмоткой класса 0,5 и два или три магнитопровода с обмотками для релейной защиты.

Каскадные трансформаторы тока

При напряжениях выше 35 кВ конструкции трансформаторов тока получаются очень громоздкими и тяжелыми. Поэтому для уменьшения габаритов и массы применяются каскадные ТТ с рымовидной обмоткой.

На рисунке 8.12 представлена схема двухкаскадного трансформатора тока типа ТФРМ-330 на напряжение 330 кВ, который имеет две ступени: верхнюю В и нижнюю Н.



1-магнитопровод; как во вторичной цепи; 2-магнитопровод нижней ступени

Рис. 8.12. Каскадный трансформатор тока типа ТФРМ-330

Верхняя ступень имеет магнитопровод 1 с первичной и вторичной обмотками и трансформирует ток I_1 в ток 20 А. Вторичная обмотка верхней ступени включена на первичные обмотки четырех трансформаторов тока нижней ступени с коэффициентом трансформации 20/1.

Каждая ступень трансформатора тока конструктивно выполнена отдельно и позволяет перевозить аппарат по частям.

Каскадные трансформаторы тока имеют четыре или пять вторичных обмоток на классы точности 0,2; 0,5 и для релейной защиты. Каскадным трансформаторам тока присущи следующие недостатки:

- каскадная схема повышает погрешность трансформатора тока и снижает его предельную кратность, так как в верхней ступени включено значительное сопротивление нагрузки в виде четырех трансформаторов тока и реактивного сопротивления первичной обмотки нижней ступени;
- изменение нагрузки любого из трансформаторов тока нижней ступени влияет на режим работы верхней ступени;
- в переходном режиме наблюдается быстрое насыщение и сильное искажение формы вторичного тока.

Порядок выполнения лабораторной работы

1. Изучить конструкции трансформаторов тока, применяемых в закрытых, открытых и комплектных распределительных устройствах.
2. В отчете письменно ответить на следующие вопросы:
 - Какие типы трансформаторов тока применяются в закрытых, открытых и комплектных распределительных устройствах?
 - Основные способы компенсации погрешностей трансформаторов тока (приведите рисунок одного из способов).
 - Недостатки встроенных трансформаторов тока.
 - Назначение проходных трансформаторов тока.
 - Как изменяется погрешность трансформатора тока от нагрузки (покажите на рисунке зависимость погрешности трансформатора тока от нагрузки).
 - Каким образом можно изменять коэффициент трансформации трансформатора тока типа ТФЗМ и почему при этом класс точности остается неизменным?
 - В чем заключаются особенности режима работы трансформатора тока?

Контрольные вопросы

1. Назначение измерительных трансформаторов тока?
2. Что такое коэффициент трансформации трансформатора тока?
3. Какие части трансформатора тока подлежат заземлению, для какой цели и как это осуществляется?
4. По каким признакам и как можно классифицировать конструкции трансформаторов тока?
5. Что понимается под токовой погрешностью и как ее определить из векторной диаграммы трансформатора тока?
6. Что представляет собой угловая погрешность и как ее определить из векторной диаграммы трансформатора тока?
7. Что понимается под полной погрешностью трансформатора тока.
8. Как влияет величина первичного тока на погрешности трансформатора тока?
9. Что такое витковая коррекция и как она осуществляется?
10. Назовите способы уменьшения погрешностей трансформатора тока и проанализируйте их.
11. Что понимается под номинальной нагрузкой трансформатора тока?
12. Что представляет собой трансформатор тока типа ТПОЛ10?
13. Каково назначение и конструктивные особенности трансформаторов тока типа ТПШЛ10 и ТПЛ10?
14. Перечислите преимущества и недостатки встроенных трансформаторов тока?
15. Какова особенность трансформаторов тока для наружной установки?
16. Что влияет на погрешности трансформатора тока заданной конструкции?
17. Каковы значения номинальных вторичных токов трансформаторов тока и из каких соображений они установлены?
18. Каковы особенности обмоток звеньев типа и в каких трансформаторах тока они применены?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №9

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ

Цель работы: Изучить принцип действия и конструкцию трансформаторов напряжения, применяемых в закрытых, открытых и комплектных распределительных устройствах электроустановок.

Назначение и принцип действия трансформаторов напряжения

Измерительным трансформатором напряжения называют трансформатор, предназначенный для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения. Вторичное напряжение измерительного трансформатора, увеличенное в коэффициент трансформации раз, соответствует с требуемой точностью первичному напряжению, как по модулю, так и по фазе.

Применение трансформаторов напряжения (ТН) позволяет:

- использовать для измерения на высоком напряжении стандартные измерительные приборы;
- использовать обмотки реле стандартного исполнения;
- изолировать измерительные приборы и реле от высокого напряжения, благодаря чему обеспечивается безопасность их обслуживания;
- повысить точность электрических измерений и учета электроэнергии;
- повысить надежность действия релейной защиты и противоаварийной автоматики.

ТН по принципу исполнения ничем не отличается от силового понижающего трансформатора. Он состоит из магнитопровода, набранного из пластин листовой электротехнической стали, первичной обмотки и одной или двух вторичных обмоток (рис. 9.1).

На первичную обмотку подается высокое напряжение U_1 , а напряжение вторичной обмотки U_2 подводится к измерительным приборам. Начало первичной и вторичной обмоток обозначены буквами **A** и **a**, а концы – **X** и **x**. Такие обозначения обычно наносятся на корпус трансформатора напряжения рядом с выводами обмоток.

Отношение первичного номинального напряжения к вторичному номинальному напряжению называется номинальным коэффициентом трансформации трансформатора напряжения:

$$K_{U,ном} = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}. \quad (9.1)$$

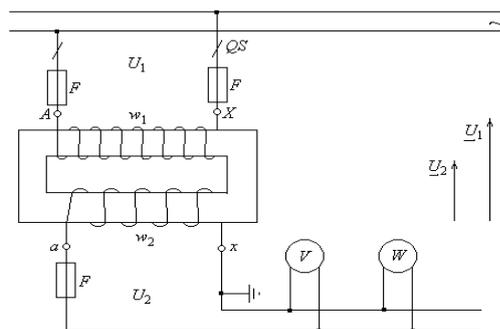


Рис. 9.1. Схема включения трансформатора напряжения

При работе трансформатора напряжения без погрешностей его первичное и вторичное напряжения совпадают по фазе, рисунок 3.1.

Классификация трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения различаются: по числу фаз – однофазные и трехфазные; по числу обмоток – двухобмоточные и трехобмоточные; по классу точности; по способу охлаждения – трансформаторы с масляным охлаждением (масляные), с естественным воздушным охлаждением (сухие) и с литой изоляцией; по роду установки – для внутренней установки, для наружной установки и для комплектных распределительных устройств (КРУ).

Однофазные трансформаторы напряжения могут иметь либо один, либо два вывода первичной обмотки, изоляция которых соответствует полному рабочему напряжению. Однофазные трансформаторы напряжения до 110 кВ изготавливаются по обычной схеме, а при напряжении 110 кВ и выше - по каскадной схеме.

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы напряжения имеют обычные трехстержневые магнитопроводы, первичная и вторичная обмотки расположены на трех стержнях, а трехобмоточные трансформаторы напряжения выполняются двух модификаций. Трехфазный трехобмоточный трансформатор напряжения первой модификации (старая версия) имеет пятистержневой сердечник, первичная и две вторичные обмотки расположены на средних стержнях, а крайние стержни остаются свободными. Трехфазный трехобмоточный трансформатор напряжения второй модификации (новая версия) представляет собой группу из трех однофазных трансформаторов напряжения, выполненных на сердечниках броневого типа и соединенных по соответствующей схеме.

В однофазных трансформаторах напряжения на 6 и 10 кВ применяется преимущественно литая изоляция. Трансформаторы с литой изоляцией полностью или частично залиты изоляционной массой – эпоксидной смолой. Такие трансформаторы, предназначенные для

внутренней установки, выгодно отличаются от масляных: имеют меньшую массу и габаритные размеры и почти не требуют ухода в эксплуатации.

Масло в масляных трансформаторах напряжения служит, главным образом, для изоляции обмоток от заземленных частей и предохранения обмоток от увлажнения. Ввиду относительно малых потерь в трансформаторах напряжения масляное охлаждение для них, в отличие от силовых трансформаторов, имеет второстепенное значение.

Сухие трансформаторы напряжения

Сухие трансформаторы напряжения, т.е. трансформаторы, в которых основной изолирующей средой является воздух или твердый диэлектрик, изготавливаются следующих типов:

однофазные – НОС-0.5 и НОСК-6-66;

трехфазные – НТС-0.5.

Обозначение типов трансформаторов напряжения расшифровываются следующим образом:

НОС - трансформатор напряжения, однофазный, сухой;

НОСК - трансформатор напряжения, однофазный, сухой, компенсированный;

НТС - трансформатор напряжения, трехфазный, сухой.

Масляные трансформаторы напряжения

Масляные трансформаторы напряжения с естественным масляным охлаждением выпускаются следующих типов:

однофазные – НОМ-6, НОМ-10, НОМ-15, НОМ-35-66, ЗНОМ-15-63, ЗНОМ-20, ЗНОМ-24, ЗНОМ-35;

трехфазные – НТМК-6, НТМК-10, НТМИ-6, НТМИ-10, НТМИ-18, НТМИ-20, НАМИ-6, НАМИ-10.

Обозначения расшифровываются следующим образом:

НОМ - трансформатор напряжения, однофазный, масляный;

ЗНОМ - трансформатор напряжения, однофазный, масляный с заземленным вводом первичной обмотки;

НТМК - трансформатор напряжения, трехфазный, масляный с компенсированной обмоткой;

НТМИ - трансформатор напряжения, трехфазный, масляный, измерительный, предназначенный для контроля состояния изоляции сети с изолированной нейтралью;

НАМИ - трансформатор напряжения, антирезонансный, масляный, измерительный, предназначенный для контроля изоляции сети.

Трансформаторы напряжения с литой изоляцией

Трансформаторы напряжения с литой изоляцией обладают рядом преимуществ, обусловивших их широкое применение взамен традиционных маслонеполненных трансформаторов напряжения внутренней установки напряжением до 35 кВ.

Трансформаторы напряжения с литой изоляцией изготавливаются следующих типов:

НОЛ - трансформатор напряжения, однофазный, с литой изоляцией;

ЗНОЛ - трансформатор напряжения, однофазный, с литой изоляцией, трехобмоточный с заземленным вводом первичной обмотки.

Трансформаторы напряжения с литой изоляцией имеют меньшие габариты по сравнению с масляными трансформаторами напряжения, например, трансформатор напряжения типа НОМ-10 имеет габариты 308 x 282 x 472 мм, и занимает в распределительном устройстве объем 0,041 м³, а трансформатор напряжения НОЛ-08-10 соответственно 335 x 208 x 313 мм, а объем 0,022 м³.

Трансформаторы напряжения с литой изоляцией можно устанавливать в любом положении по отношению к горизонтали, что не допустимо для маслонеполненных трансформаторов напряжения. В литых трансформаторах напряжения исключаются пожароопасность и необходимость ревизий, связанных с проверкой и заменой масла.

Каскадные трансформаторы напряжения

Каскадные трансформаторы напряжения с каскадным соединением обмоток высокого напряжения выпускаются однофазными с естественным масляным охлаждением. Они подразделяются на несколько типов, которые имеют следующие обозначения: НКФ-110, НКФ-220, НКФ-330 и НКФ-500, где НКФ – трансформатор напряжения, каскадный, с фарфоровой изоляцией.

Погрешности трансформаторов напряжения и способы их уменьшения

Погрешности трансформатора напряжения зависят от размеров магнитопровода, магнитных свойств стали, конструкции обмотки, сечения проводов, а также от присоединенной нагрузки и первичного напряжения.

Трансформатор напряжения имеет две погрешности: по напряжению ΔU и угловую погрешность δ .

$$\Delta U\% = \frac{K_{U,ном} \cdot U_2 - U_1}{U_1} \cdot 100\%, \quad (9.2)$$

где $K_{U,ном}$ – номинальный коэффициент трансформации;

U_1 – действительное первичное напряжение, В;

U_2 – действительное вторичное напряжение, соответствующее приложенному напряжению U_1 при данных условиях измерения, В.

Погрешность ΔU , положительна, если $K_{U,ном} \cdot U_2 > U_1$ и отрицательна, если $K_{U,ном} \cdot U_2 < U_1$.

Угловая погрешность – это угол между вектором первичного напряжения и повернутым на 180° вектором вторичного напряжения, выражаемый в угловых градусах и минутах.

Погрешности однофазных трансформаторов напряжения могут быть определены аналитически из схемы замещения и векторной диаграммы, рисунок 3.2. При построении векторной диаграммы параметры первичной обмотки приведены к вторичной, т.е.

$$I_1' = I_1 K_{U,ном}; U_1' = U_1 K_{U,ном}; R_1' = \frac{R_1}{K_{U,ном}^2}; x_1' = \frac{x_1}{K_{U,ном}^2}.$$

Вектор магнитного потока $\dot{\Phi}$ опережает вектор \dot{E}_2 на 90° , а вектор тока нагрузки \dot{I}_2 отстает от вектора \dot{U}_2 на угол φ_2 . Намагничивающий ток \dot{I}_0' опережает на угол потерь α поток $\dot{\Phi}$. Треугольник ABC со сторонами $\dot{I}_0' \cdot R_1'$ и $\dot{I}_0' \cdot x_1'$ определяет падение напряжения в первичной обмотке, обусловленное током холостого хода. Треугольник CDE со сторонами $\dot{I}_2(R_1' + R_2)$ и $\dot{I}_2(x_1' + x_2)$ определяет падение напряжения в первичной и вторичной обмотках, обусловленное током нагрузки \dot{I}_2 . Отрезок OE является вектором первичного напряжения нагруженного трансформатора напряжения $\dot{U}'_{1ном}$.

Определим с помощью векторной диаграммы погрешности трансформатора напряжения, у которого отношение чисел витков равно номинальному коэффициенту трансформации. При этом условии, в соответствии с выражением (3.2), погрешность по напряжению:

$$\Delta U = \frac{U_2 \cdot K_{U,ном} - U_1}{U_1} = \frac{OA - OE}{OE} \approx \frac{AF}{OE}.$$

Погрешность по напряжению отрицательная, если $\dot{U}_2 K_U < U_1$. При определении угловой погрешности принимаем угол δ равным его синусу, поскольку угол δ мал, то есть $\delta \approx \frac{EF}{OE}$.

Угловая погрешность также отрицательная, поскольку вектор \dot{U}_2 отстает от вектора \dot{U}_1' . Трансформаторы напряжения должны соответствовать установленным классам точности, характеризуемыми предельно допустимыми значениями погрешностей при нормированных значениях первичного напряжения и мощности вторичной нагрузки. Цифра, обозначающая класс точности, соответствует предельно допустимому значению погрешности напряжения.

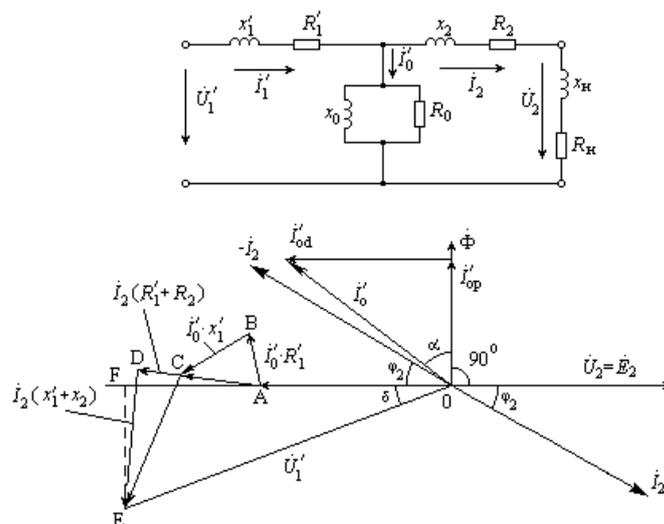


Рис. 9.2. Схема замещения и векторная диаграмма трансформатора напряжения.

Предельно допустимые погрешности, установленные для различных классов точности, приведены в таблице 9.1. Класс точности 0,2 нужен при питании от трансформаторов напряжения расчетных счетчиков, устанавливаемых на мощных генераторах и межсистемных линиях электропередачи. Трансформаторы напряжения, питающие расчетные счетчики других присоединений и измерительные приборы классов 1 и 1,5 должны иметь класс точности 0,5. Для наиболее распространенных указывающих измерительных приборов класса 2,5 должен обеспечиваться класс точности 1 трансформатора напряжения, и только как исключение допускается класс 3. Для релейной защиты требуется класс точности трансформатора напряжения 3.

Таблица 9.1. Предельно допустимые погрешности

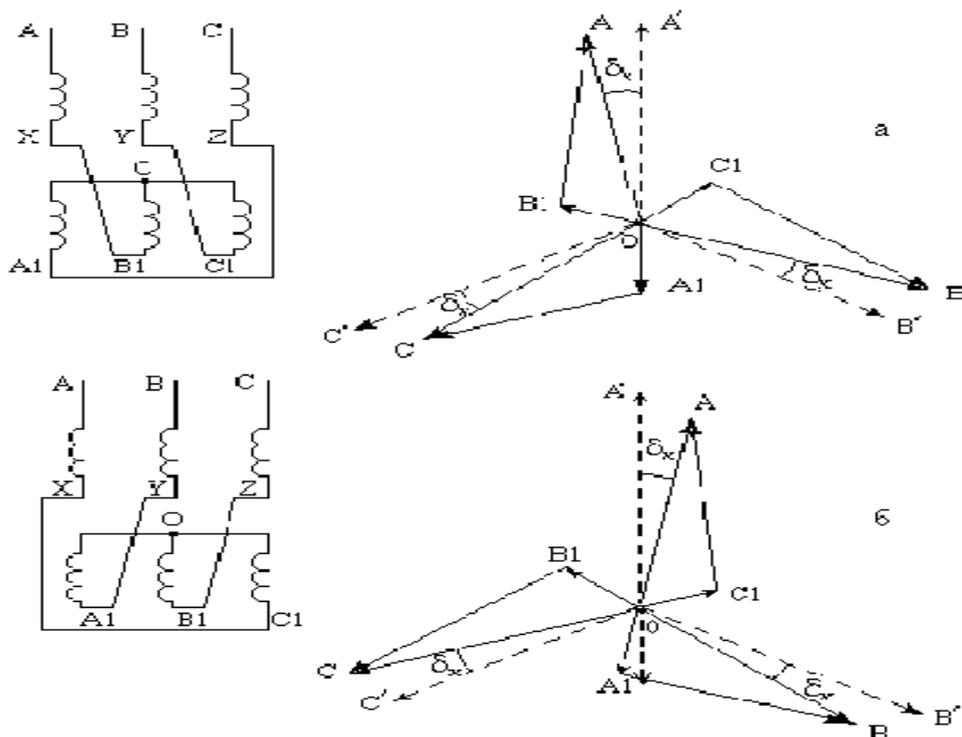
Класс точности	Погрешность	
	напряжения, \pm %	угловая, \pm мин.
0,2	0,2	10
0,5	0,5	20
1,0	1,0	30
3,0	3,0	Не нормируется

Для каждого класса точности устанавливается номинальная мощность трансформатора напряжения $S_{ном}$, при которой его погрешности при номинальном первичном напряжении не превышают указанных выше значений. Кроме номинальных мощностей, каждый трансформатор напряжения имеет максимальную мощность, которую он может длительно выдавать без недопустимого перегрева обмоток, работая вне классов точности.

Для повышения точности трансформатора напряжения вводится коррекция по напряжению и угловая коррекция. Коррекцией по напряжению или витковой коррекцией называется преднамеренное изменение коэффициента трансформации в сторону повышения вторичного напряжения, т. е. отношение чисел витков выбирают несколько меньшим номинального коэффициента трансформации.

Витковая коррекция может осуществляться путем увеличения числа витков вторичной обмотки или уменьшения числа витков первичной обмотки. Однако на практике обычно широкое применение нашел второй способ, так как при этом коррекция может быть подобрана более точно. На угловую погрешность коррекция витков влияния не оказывает. Коррекция угловой погрешности может быть осуществлена только у трехфазных трансформаторов напряжения. Знак угловой коррекции зависит от чередования фаз. Для этой цели на трехфазных трансформаторах напряжения, у которых применена угловая коррекция, имеется специальный щиток с указанием правильного порядка чередования фаз.

Для осуществления угловой коррекции первичная обмотка каждого стержня состоит из основной части AX, BY, CZ и компенсирующей A_1X_1 , B_1Y_1 , C_1Z_1 . Эта схема применяется в трансформаторах напряжения типа НТМК и приведена на рисунке 9.3.



а – схема компенсации положительной угловой погрешности;
 б – схема компенсации отрицательной угловой погрешности

Рис. 9.3. Схема компенсации угловой погрешности в трехфазном двухобмоточном трансформаторе напряжения типа НТМК

Если угловая погрешность положительная, то первичная обмотка трансформатора напряжения типа НТМК должна быть соединена по схеме рисунка 3.3, а, а если угловая погрешность отрицательная, то первичная обмотка соединяется по схеме рисунка 3.3, б.

Схемы включения трансформаторов напряжения

В электроустановках в зависимости от назначения применяются трансформаторы напряжения с различными схемами соединения обмоток. В цепь первичной обмотки трансформатора напряжения включаются предохранители и токоограничивающие резисторы для того, чтобы в случае неисправности трансформатора он не оказался причиной аварии. Предохранители, установленные во вторичной цепи, служат для защиты трансформатора от возможных замыканий в этой цепи. Для обеспечения безопасности при обслуживании трансформатора напряжения один из выводов вторичной обмотки заземляется при его установке.

На практике широкое применение нашли следующие схемы соединения однофазных трансформаторов напряжения:

Для двухобмоточных трансформаторов напряжения:

- схема соединения в открытый треугольник, которая применяется для включения ваттметров, счетчиков и регуляторов напряжения;

- схема соединения звезда – с заземлением нейтралей первичной и вторичной обмоток;

Для трехобмоточных трансформаторов напряжения – схема соединения первичной и основной вторичной обмоток звезда – звезда с заземленной нейтралью, а дополнительной вторичной обмотки – разомкнутый треугольник, которая служит для включения реле защиты от замыкания на землю.

Трехфазные трансформаторы напряжения имеют следующие схемы соединения:

звезда – звезда с заземлением нейтрали вторичной обмотки (трансформатор напряжения типа НТМК);

звезда – звезда для первичной и основной вторичной обмотки с выведенной нейтралью и разомкнутый треугольник для дополнительной вторичной обмотки (трансформатор типа НТМИ).

Контроль изоляции сети

Для контроля состояния изоляции сети с изолированной нейтралью применяются трансформаторы напряжения типа НТМИ, ЗНОМ и НАМИ. В сетях с эффективно заземленной нейтралью для контроля состояния изоляции применяются трансформаторы напряжения типа НКФ.

В зависимости от режима нейтрали фазные напряжения дополнительной вторичной обмотки по напряжению холостого хода будут отличаться друг от друга. При нормальной работе сети напряжение на зажимах a_d-x_d , как видно из векторных диаграмм, рисунок 9.4,б и рисунок 9.5,б, равно нулю.

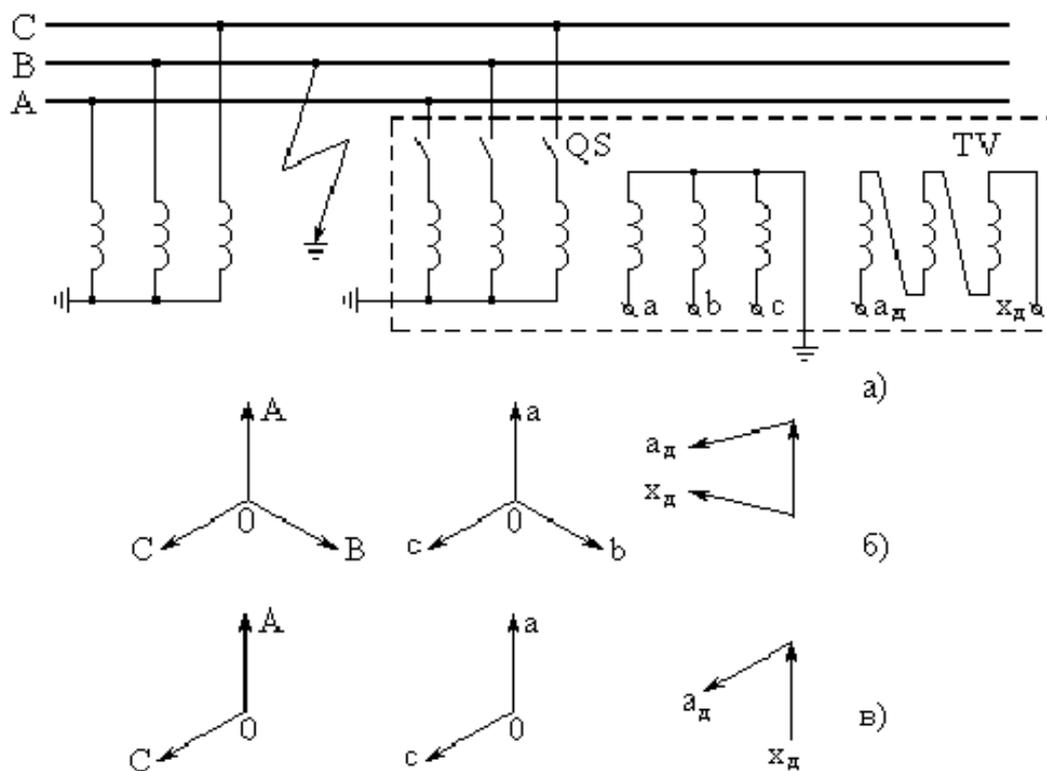
Практически ввиду не симметрии магнитной системы и наличия высших гармоник в магнитном потоке напряжение на зажимах a_d-x_d будет составлять при нормальном режиме несколько процентов номинального.

При заземлении какой-либо фазы сети напряжение на зажимах разомкнутого треугольника должно стать равным 100 В.

Рассмотрим процессы, происходящие в трансформаторе напряжения при замыкании одной из фаз на землю в сети с изолированной нейтралью и в сети с заземленной нейтралью.

В случае замыкания, например, фазы В в сети с заземленной нейтралью на землю, фаза В трансформатора напряжения оказывается замкнутой накоротко и напряжение на обмотках этой фазы и, в частности на дополнительной обмотке, исчезнет. Как видно из векторной диаграммы, рисунок 9.4 в, на выводах разомкнутого треугольника a_d-x_d появляется напряжение, равное геометрической сумме напряжений фаз А и С, т.е. равное фазному напряжению замкнувшейся фазы.

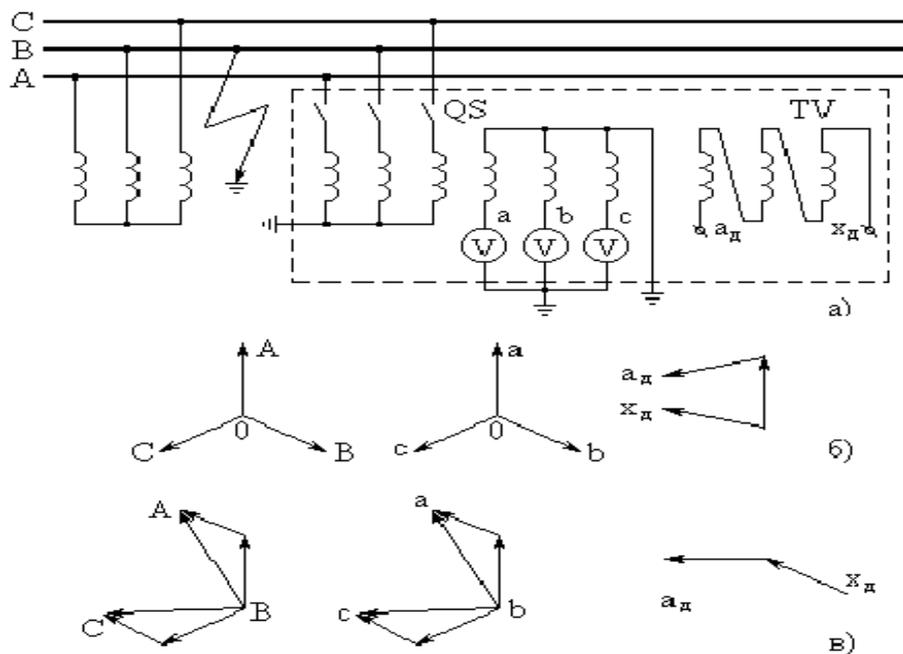
Так как напряжение на зажимах разомкнутого треугольника при замыкании на землю должно быть равным 100 В, то и фазное напряжение дополнительной вторичной обмотки должно быть тоже равным 100 В.



а – схема сети; б – векторные диаграммы напряжений при нормальном режиме работы сети; в - векторные диаграммы напряжений при замыкании фазы В на землю.

Рис. 9.4. Сеть с заземленной нейтралью

При замыкании на землю фазы В в сети с изолированной нейтралью фаза В трансформатора оказывается замкнутой накоротко, а фазы А и С оказываются под полным линейным напряжением, рисунок 9.5, и индукция в стержнях магнитопроводов этих фаз увеличивается в $\sqrt{3}$ раз. Нейтральная точка 0 при этом перемещается в точку В и угол между векторами ОА и ОС становится равным 60° вместо 120° , как это было до замыкания накоротко фазы В. Угол между векторами действующих фаз А С разомкнутого треугольника становится равным 120° вместо 60° . Отсюда следует, что напряжение на зажимах разомкнутого треугольника увеличивается в 3 раза. Но для того, чтобы при замыкании какой-либо фазы на землю напряжение реле защиты оказалось равным 100 В, необходимо, чтобы фазное напряжение дополнительной вторичной обмотки при нормальном режиме было равным 100:3 В.



а – схема сети; б – векторные диаграммы напряжений при нормальном режиме работы сети; в - векторные диаграммы напряжений при замыкании фазы В на землю.

Рис. 9.5. Сеть с изолированной нейтралью

Однофазное замыкание в сети с заземленной нейтралью представляет собой тяжелый вид повреждения и поэтому оно отключается релейной защитой.

Однофазные замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью являются характерным видом повреждений, они составляют 70 – 80 % всех повреждений. Возникновение замыкания на землю непосредственно работу потребителей не нарушает, так как треугольник междуфазных напряжений остается неизменным. Поэтому с однофазным замыканием на землю данная сеть, в соответствии с ПУЭ, может работать в течение времени, не более 2 часов, достаточного для выявления поврежденного элемента сети.

Контроль изоляции в сети с изолированной нейтралью осуществляется с помощью трех вольтметров, присоединенных к основной вторичной обмотке трансформаторов напряжения типа НТМИ, НАМИ или ЗНОМ, рисунок 3.5. В нормальном режиме вольтметры контроля изоляции показывают фазное напряжение. При металлическом замыкании фазы на землю вольтметр поврежденной фазы покажет нуль, а два других вольтметра увеличат свои показания с фазного до линейного значения.

Конструкции трансформаторов напряжения для внутренней установки

Здесь рассматриваются конструкции трансформаторов напряжения типов НОМ, ЗНОМ, НТМК, НТМИ и НАМИ. Трансформаторы напряжения типов НОМ – 6, НОМ – 10 имеют магнитопроводы броневые типа. Обмотки высокого и низкого напряжения располагаются на среднем стержне. Общее строение обмоток трансформаторов напряжения типа НОМ – 6, НОМ – 10 приведено на рисунке 9.6.

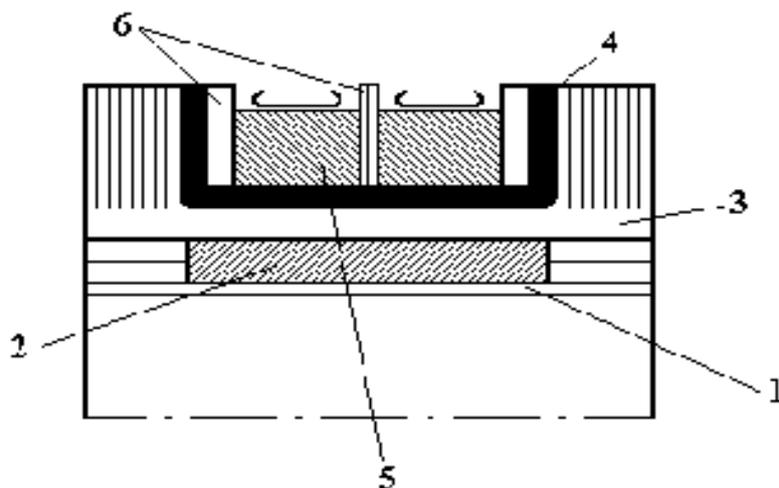


Рис. 9.6 - Обмотки трансформаторов напряжения типа НОМ.

Обмотка низкого напряжения 2 цилиндрическая многослойная, наматывается на цилиндр 1, склеенный из электротехнического картона толщиной 1,5 мм. Поверх обмотки низкого напряжения располагается второй цилиндр 3, выполненный из электрокартона толщиной 4 мм, а затем кабельная бумага 4, толщиной 1,5 мм. На этот цилиндр намотаны две секции обмотки высокого напряжения: 1 - цилиндр; 2 - обмотка низкого напряжения; 3 – цилиндр; 4 – кабельная бумага; 5 – обмотка высокого напряжения; 6 – шайбы; 5, соединенные между собой последовательно и разделенные двумя шайбами 6 из электрокартона.

Баки трансформаторов напряжений типов НОМ – 6, НОМ – 10 выполнены цилиндрическими и имеют выпуклую крышку толщиной 1,5 мм. Верхние края стенки бака отогнуты наружу на ширину 10 мм, а для установки болтов крепления на стенке бака приварены скобы.

Выводные концы обмоток у трансформаторов напряжения данного типа присоединены к проходным фарфоровым изоляторам, установленным на крышке бака. Вводы низкого напряжения у трансформаторов данного типа составные, а вводы высокого напряжения – с механическим креплением.

Кроме изоляторов, на крышке бака предусмотрена пробка для заливки масла и «дыхания» трансформатора и щиток с номинальными

параметрами трансформатора напряжения. Заземление данных трансформаторов напряжения осуществляется с помощью одного из болтов крепления крышки.

Трансформаторы напряжения типов ЗНОМ – 15 и ЗНОМ – 20 имеют магнитопроводы броневое типа. Обмотка низкого напряжения расположена ближе к сердечнику, а поверх нее намотана обмотка высокого напряжения, внутренний конец которой заземляется.

Обмотка высокого напряжения защищена электростатическим экраном. Трансформаторы напряжения данных типов предназначены для установки в комплектных экранированных токопроводах мощных генераторов. На рисунке 9.7 приведена схема установки трансформатора напряжения типа ЗНОМ – 20 в КЭТ.

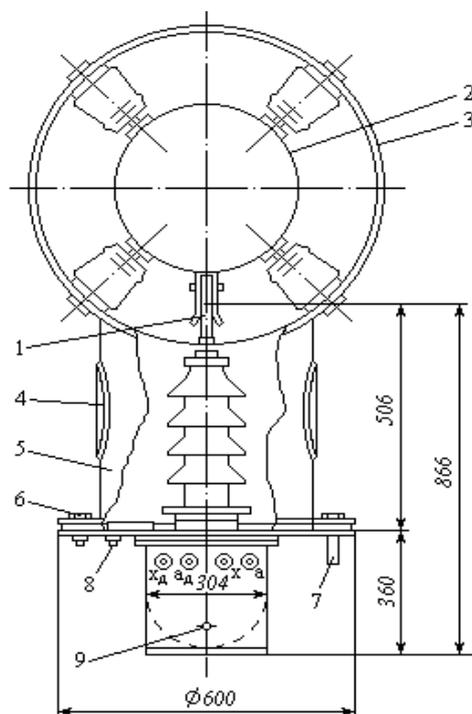
Трансформатор напряжения с помощью ножевого контакта 1 расположенного на вводе высокого напряжения, присоединяется к пружинящим контактам, закрепленным на токопроводе 2, закрытым экраном 3. От экрана токопровода ответвляется патрубок 5 со смотровыми люками 4. К борту этого патрубка болтами 6 прикреплена крышка трансформатора напряжения. Таким образом, ввод высокого напряжения трансформатора напряжения находится в закрытом отростке экрана токопровода.

Для обеспечения правильного сочленения ножевого контакта ввода высокого напряжения и пружинного контакта токопровода при установке трансформатора напряжения, на бортике патрубка 4 имеются три направляющих стержня 7, входящих в специальные отверстия в крышке трансформатора напряжения.

В связи с тем, что крышка трансформатора напряжения находится внутри комплектного экранированного токопровода, зажимы основной и дополнительной вторичных обмоток выведены на боковую стенку бака и закрываются отдельным кожухом. Заземленный конец первичной обмотки выведен на ввод низкого напряжения, расположенный с противоположной стороны бака. Дыхательное отверстие выведено через специальный болт. Отверстие для доливки масла находится на крышке трансформатора напряжения. Уровень масла в баке должен быть на 15 – 30 мм ниже крышки, чтобы обеспечивалась возможность свободного увеличения объема масла при повышении температуры трансформатора напряжения во время его работы.

Так как трансформаторы напряжений типов ЗНОМ – 15 и ЗНОМ – 20 во время работы находятся в сильном магнитном поле, создаваемым током, проходящем по шине комплектного экранированного токопровода,

то их баки во избежание нагрева вихревыми токами выполнены из немагнитной стали.



- 1 – ножевой контакт; 2 – токопровод; 3 – экран; 4 – смотровой люк;
 5 – патрубок; 6 – болты; 7 – направляющий стержень;
 8 – болт с дыхательным отверстием; 9 – пробка для слива масла

Рис. 9.7. Установка трансформатора напряжения типа ЗНОМ - 20 в КЭТ мощного генератора

Магнитопровод трансформатора напряжения типа НТМК – 10 выполнен трехстержневым. На каждом стержне помещены обмотки высокого и низкого напряжения одной фаз. Строение обмоток такое же, как у трансформаторов напряжения типов НОМ – 6 и НОМ – 10. У обмоток высокого напряжения поверх одной из катушек каждой фазы намотаны корректирующие витки, служащие для коррекции угловой погрешности, рисунок 9.3. Бак трансформатора напряжения типа НТМК выполнен цилиндрическим. Крышка бака плоская, изготовленная из листовой стали толщиной 6 мм. Крышка привертывается болтами к раме бака, изготовленной из полосовой стали, загнутой на ребро и приваренной к стенке бака. Между рамой и крышкой прокладывается резиновое уплотнение в виде кольца. Во избежание выпадения уплотнения внутрь бака рама приваривается таким образом, что стенка выступает сверх рамы на 2 мм. Трансформатор напряжения типа НТМК – 10 выпускается для внутренней установки.

Трансформатор напряжения типа НТМК – 10 имеет соединение обмоток по схеме звезда – звезда с выведенной нулевой точкой со стороны

низкого напряжения. Поэтому данный трансформатор напряжения используется для измерения линейных и фазовых напряжений. Нулевая точка первичной обмотки на крышку не выводится во избежание её ошибочного заземления, так как заземление может привести к повреждению трансформатора в период появления однофазного замыкания на землю в первичной сети. Магнитные потоки нулевой последовательности, которые возникают в трехстержневом магнитопроводе трансформатора в этом режиме, замыкаются по пути обладающим большим магнитным сопротивлением – через бак, воздух и масло. В результате, токи намагничивания получаются ненормально большими, и первичные токи могут в несколько раз превосходить токи нормального режима. Длительная работа в таком режиме может привести к недопустимому перегреву трансформатора.

Заземление трансформатора напряжения НТМК – 10 осуществляется специальным болтом, приваренным внизу бака. Болт заземления обозначается стандартным знаком заземления, выполненным красной или белой краской.

Трёхфазные трансформаторы напряжения типа НТМИ – 6 и НТМИ – 10 предназначены для использования в сети с изолированной нейтралью. Данные трансформаторы напряжения имеют две модификации. Трансформаторы старой модификации имеют пятистержневой магнитопровод, а трансформаторы новой модификации состоят из трех однофазных трансформаторов, размещенных в одном кожухе. Каждый однофазный трансформатор состоит из прямоугольного магнитопровода броневое типа, на среднем стержне которого размещены концентрически три обмотки: две вторичных и одна первичная.

Необходимость применения пятистержневого магнитопровода в старой модификации и трех однофазных трансформаторов с сердечником броневое типа в новой модификации вызвано тем, что свободные боковые стержни обеспечивают замыкание в них магнитных потоков нулевой последовательности возникающих при замыкании на землю. При отсутствии свободных боковых стержней магнитный поток нулевой последовательности будет замыкаться через стенки бака; это вызовет в обмотках здоровых фаз большие намагничивающие токи, которые могут привести к недопустимому превышению температуры обмоток.

Баки трансформаторов напряжения типов НТМИ – 6, НТМИ – 10 выполнены цилиндрическими. На крышке бака кроме изоляторов предусмотрена пробка для заливки масла и “дыхания” трансформатора, щиток с параметрами и скобы для подъема трансформатора. Заземление трансформаторов типа НТМИ – 6, НТМИ – 10 осуществляется с помощью специального болта приваренного к нижней части бака и обозначенного стандартным знаком заземления.

Трансформаторы напряжения типа НАМИ предназначены для выработки измерительной информации для измерительных приборов, цепей учета, защиты и сигнализации в сетях напряжением 6 – 10 кВ. Трансформатор обеспечивает измерение трех линейных, трех фазных напряжений и напряжения нулевой последовательности. В отличие от трансформаторов напряжения НТМИ и ЗНОЛ трансформатор НАМИ благодаря антирезонансным свойствам имеет повышенную надежность и устойчив к перемежающимся дуговым замыканиям на землю.

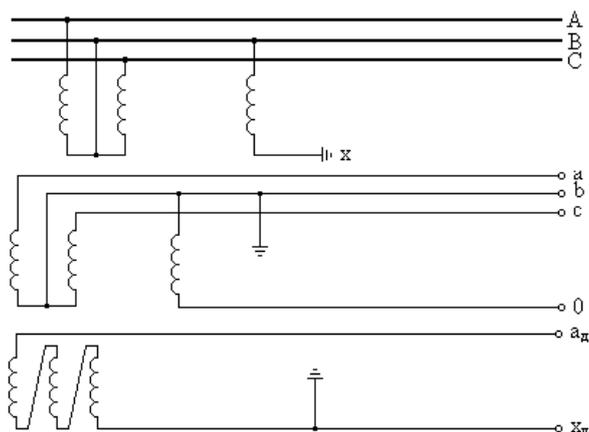


Рис. 9.8. Схема соединения обмоток трансформатора напряжения типа НАМИ

Схема соединений обмоток трансформатора НАМИ эквивалентна схеме соединения обмоток трансформатора НТМИ и приведена на рисунке 9.8. Трансформатор представляет собой соединенные конструктивно в единое целое два трехобмоточных трансформатора, первичные обмотки одного из которых предназначены для включения на линейные напряжения U_{AB} и U_{CB} , а первичная обмотка другого трансформатора (заземляемого) предназначена для включения на фазное напряжение U_{BX} .

Напряжение на выводах $a_d - x_d$ разомкнутого треугольника не превышает 3В при активно-индуктивной нагрузке 30 В·А ($\cos \varphi=0.8$) и симметричном номинальном напряжении сети.

При металлическом замыкании одной из фаз на землю напряжение на выводах разомкнутого треугольника изменяется от 90 до 110 В при изменении активно-индуктивной нагрузки от 0 до 30 В·А ($\cos \varphi=0.8$ и $U_1=U_{ном}$).

В случае возникновения феррорезонанса в сети напряжение

$$U_0 = \frac{U_{AO} + U_{BO} + U_{CO}}{3} = \frac{U_{AB} + U_{BO} + U_{CB} + U_{BO} + U_{BO}}{3} = U_{BO} + \frac{U_{AB}}{3} + \frac{U_{CB}}{3}$$

может достигать значения 250 – 300 В.

Магнитопровод трансформатора, включаемого на линейные напряжения, двухстержневой броневого типа набран из листов

электротехнической стали. Магнитопровод заземляемого трансформатора также броневого типа, но набран из листов конструкционной стали.

Магнитопроводы двух трансформаторов с насаженными на них обмотками, соединенные с помощью ряда конструктивных деталей в единую конструкцию, представляют собой активную часть трансформатора, которая помещена в бак, залитый трансформаторным маслом. Бак трансформатора сварен из листовой стали.

Уровень масла в баке должен соответствовать уровню 15 ± 5 мм от внутренней поверхности крышки. В случае, если уровень масла отличается от нормы, масло необходимо отлить или долить.

Конструкции трансформаторов напряжения для наружной установки

Трансформаторы напряжения для наружной установки изготавливаются на напряжение 110 кВ и выше и выполняются по каскадной схеме, так как применение обычной конструкции нецелесообразно в связи с тем, что при относительно малой мощности размеры этих трансформаторов чрезвычайно возросли бы из-за больших, вследствие высокого первичного напряжения, изоляционных расстояний. При этом масса таких трансформаторов напряжения возросла бы пропорционально более чем квадрату увеличения напряжения, поскольку их масса растет быстрее, чем масса силовых трансформаторов при увеличении напряжения.

Масляный трансформатор типа НКФ – 110 в фарфоровом кожухе состоит из двух каскадов, выполненных на одном общем магнитопроводе. Схема данного трансформатора напряжения приведена на рисунке 9.9.

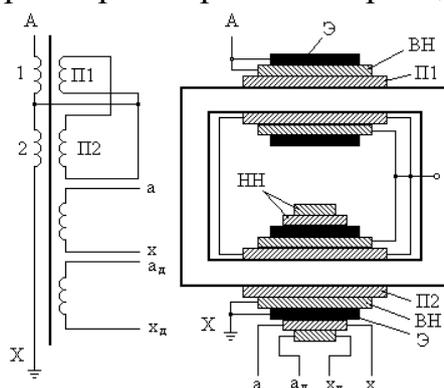


Рис. 9.9. Схема трансформатора напряжения типа НКФ

Обмотка высокого напряжения разделена на две одинаковые последовательно соединенные секции, представляющие собой первый и второй каскады. На начало обмотки высшего напряжения первого каскада А подается напряжение, а конец обмотки второго каскада Х заземляется. Магнитопровод соединен с серединой обмотки высокого напряжения и

находятся под напряжением, равным половине рабочего напряжения. Благодаря этому изоляция обмотки высокого напряжения каждого каскада выполняется на половину рабочего напряжения, что существенно уменьшает размеры и массу трансформатора. Обмотки каскадов трансформатора напряжения располагаются на противоположных стержнях двухстержневого магнитопровода, рисунок 3.9.

В обоих каскадах ближними к сердечнику намотаны выравнивающие обмотки П1 и П2, а поверх них намотаны выравнивающие обмотки П1 и П2, а поверх них намотаны обмотки высокого напряжения (ВН). Обмотки ВН защищены электростатическими экранами Э. В первом каскаде, экран Э соединен с вводом ВН А, а во втором экран Э заземлен. Поверх заземленного второго экрана Э намотаны основная и дополнительная обмотки низкого напряжения.

Выравнивающие обмотки П1 и П2 включены параллельно и предназначены для равномерного распределения вторичной нагрузки между двумя каскадами трансформатора напряжения. При отсутствии нагрузки в выравнивающих обмотках тока нет, и по обмоткам высокого напряжения каждого каскада протекает только ток холостого хода. При включении нагрузки напряжение обмотки П2 из-за падения напряжения в обмотке высокого напряжения второго каскада уменьшается, вследствие чего по выравнивающим обмоткам П1 и П2 начинает циркулировать нагрузочный ток, который оказывает размагничивающее действие на обмотку высокого напряжения первого каскада. Значение нагрузочного тока таково, что первый каскад воспринимает на себя половину нагрузки. Таким образом, благодаря выравнивающим обмоткам нагрузка и напряжение распределяются поровну между двумя каскадами трансформатора напряжения.

Каскадный трансформатор напряжения типа НКФ – 110 помещается в изолированную фарфоровую крышку, наполненную трансформаторным маслом, и представляет собой один блок. Сверху крышка закрыта маслорасширителем, на котором имеются указатель уровня масла, контактная шпилька (ввод А) и пробка для дыхания. Снизу крышка крепится на плите стальной подставки. Соединение фарфора крышки со сталью плиты и расширителя осуществляется через уплотнительные прокладки из маслостойкой резины. На стальной подставке закрепляется коробка зажимов, на которую выводятся концы обмоток низкого напряжения а – х, а_д – х_д, болт заземления и заземленный конец Х обмотки высокого напряжения, и приварен патрубок со спускным краном для масла. Коробка зажимов закрывается дверцей, на которую прикреплен щиток с основными техническими данными трансформатора.

Трансформаторы напряжения типа НКФ выпускаются с классами точности 1 и 3. Чем выше напряжение, тем сложнее конструкция трансформатора напряжения. Трансформаторы напряжения на 220, 330 и

500 кВ состоят соответственно из двух, трёх и четырех каскадных блоков соединенных последовательно. Поэтому в установках 500 кВ и выше применяются трансформаторные устройства с емкостным отбором мощности, присоединенные к конденсаторам высокочастотной связи С1 с помощью конденсатора отбора мощности С2. Схема такого трансформатора приведена на рисунке 9.10.

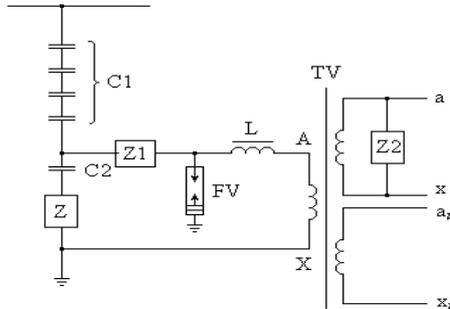


Рис. 9.10. Схема трансформатора напряжения типа НДЕ

Напряжение, снимаемое с конденсатора отбора мощности С2 подается на трансформатор напряжения TV, имеющий две вторичные обмотки, которые соединяются по такой же схеме, как и у трансформаторов НКФ.

Для увеличения точности работы емкостного делителя напряжения (НДЕ) в цепь первичной обмотки трансформатора TV. Включен дроссель L, с помощью которого контур отбора напряжения настраивается в резонанс с конденсатором С2. Дроссель L и трансформатор TV встраиваются в общий бак и заливаются маслом. Кроме того, между дросселем L и емкостным делителем включен высокочастотный заградитель Z1, который не пропускает токи высокой частоты в трансформатор TV.

При работе трансформатора TV на холостом ходу возникают феррорезонансные явления, характеризующиеся скачкообразными изменениями тока. Это приводит к резким повышению напряжения и искажению формы кривой вторичного напряжения, которая в этом случае существенно отличается от синусоидальной.

Для предотвращения таких искажений и колебаний напряжения к выводам а – х основной вторичной обмотки подключается противорезонансный фильтр Z2, рисунок 3.10.

В настоящее время выпускаются емкостные трансформаторы напряжения на 500 кВ (НДЕ – 500), на 750 кВ (НДЕ – 750) и на 1150 кВ (НДЕ 1150).

Порядок выполнения лабораторной работы

1. Изучить конструкции трансформаторов напряжения применяемых в закрытых, открытых и комплектных распределительных устройствах.

2. Изучить типы трансформаторов напряжения, применяемых в закрытых, открытых и комплектных распределительных устройствах?
3. Показать основные способы компенсации погрешностей трансформаторов напряжения;
4. Изучить векторные диаграммы при замыкании любой из фаз, в сети с изолированной нейтралью, на землю через переходное сопротивление (проанализируйте их);
5. Изучить достоинства и недостатки трансформаторов напряжения типа НДЕ, НТМИ, НКФ.

Контрольные вопросы

1. Что представляет собой класс точности и какие классы точности установлены для измерительных трансформаторов напряжения? Поясните назначение измерительных трансформаторов напряжения различных классов точности.
2. Чему равны номинальные вторичные напряжения трансформаторов напряжения, и из каких соображений они установлены?
3. В чем состоят отличия конструкций трансформаторов напряжения от конструкций силовых трансформаторов?
4. Чем определяется номинальная и максимальная мощность трансформатора напряжения?
5. Поясните взаимное расположение и конструктивное выполнение первичной и вторичной обмоток трансформатора напряжения НОМ, НТМК, НТМИ или НКФ по заданию преподавателя.
6. Что дает применение в трансформаторах напряжения компаундной литой изоляции?
7. Почему заводы изготавливают масляные трансформаторы напряжения с металлическими кожухами только на напряжение не свыше 35 кВ?
8. Чем отличаются конструкции трансформаторов напряжения типов НОМ и ЗНОМ? Какие схемы соединения обмоток этих трансформаторов возможны?
9. Чем объяснить, что на крышку трехфазного трехстержневого трансформатора напряжения типа НТМК не выведена нулевая точка первичной обмотки?
10. Почему нейтраль первичной обмотки трансформатора напряжения типа НТМИ подлежит заземлению?
11. Как осуществляется компенсация погрешностей трансформаторов напряжения по напряжению?
12. Как осуществляется компенсация угловой погрешности у трансформаторов напряжения типа НТМК?

13. Что будут показывать вольтметры контроля изоляции при соединении фазы С через небольшое переходное сопротивление с землей?

14. Каковы будут показания вольтметры контроля изоляции при металлическом замыкании фазы В на землю, если нулевая точка первичной обмотки трансформатора напряжения оказалось ошибочно не заземленной?

15. Поясните конструктивное исполнение трансформатора напряжения типа НДЕ.

16. Изменится ли угловая погрешность трансформатора напряжения типа НТМК, если при его присоединении поменяли местами фазы А и В?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Электрическая часть станций и подстанций: учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Неяшкова, М.Н. Околович; под ред. А.А. Васильева. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1990. 576 с.
2. Электрическая часть электростанций: учебник для вузов / под ред. С.В. Усова. 2-е изд., перераб. и доп. Л.: Энергоатомиздат, 1987. 616 с.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. М.: Энергия, 1987.
4. Устройство комплектное распределительное (КРУ) К-104-М: техническое описание и инструкция по эксплуатации. М.: Изд-во Московский завод "Электрощит", 1991. 98 с.
5. Электротехнический справочник: в 3-х т. Т. 2. Электротехнические устройства / под общ. ред. проф. МЭИ В.Г. Жукова и др. 6-е изд., испр. и доп. М.: Энергоиздат, 1981. 640 с.
6. Чунихин А.А. Электрические аппараты: общий курс: учебник для вузов. 3-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1988. 270 с.
7. Справочник по электрическим аппаратам высокого напряжения / под ред. В.В. Афанасьева. Л.: Энергоатомиздат, 1987. 544 с.
8. Электрические аппараты высокого напряжения / под ред. Г.Н. Александрова. Л.: Энергоатомиздат, 1989. 344 с.
9. Родштейн Л.А. Электрические аппараты: учебник для техникумов - 4-е изд. Л.: Энергоатомиздат, 1989. 304 с.
10. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.

Учебное издание

Кисель
Юрий Евгеньевич

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ

Методические указания
к лабораторным работам для студентов очного и заочного обучения
направления подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Редактор Осипова Е.Н.

Подписано к печати 19.12.2019 г. Формат 60x84. 1/16.
Бумага печатная. Усл. п. л. 5,52. Тираж 25 экз. Изд. №6593

Издательство Брянского государственного аграрного университета
243365 Брянская обл., Выгоничский район, с. Кокино, Брянский ГАУ