

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Амурский государственный университет»



«Кадры для регионов»



ФГБОУ ВПО «Амурский государственный университет»

Учебное пособие подготовлено в рамках реализации проекта по подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и организаций регионов («Кадры для регионов»)

А.Г. Ротачева, А.Н. Козлов

НАЛАДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Учебное пособие

по направлению 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника»,
профиль: «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем»

Благовещенск
Издательство АмГУ
2013

**ББК 31.27-05я73
Н.23**

*Печатается по решению
редакционно-издательского
совета
энергетического факультета
Амурского государственного
университета*

Разработаны в рамках реализации гранта «Подготовка высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по заказу предприятия-партнера ООО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

Рецензенты:

*Андрей Анатольевич Гаврилов, зам. начальника департамента-начальник
отдела социальной политики ОАО «ДРСК»*

Денис Алексеевич Теличенко, канд., техн., наук кафедры АППиЭ

Ротачева А.Г., А.Н.Козлов

Н.23 *Наладка и эксплуатация устройств релейной защиты и автоматики.
Учебное пособие / сост.: Ротачева А.Г., А.Н. Козлов - Благовещенск: Амурский гос.
ун-т, 2013.*

Учебное пособие предназначено для подготовки бакалавров по направлению 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника», профиль: «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем», а также для курсового и дипломного проектирования. Может быть полезно для инженеров, занимающихся вопросами проектирования и эксплуатации электроэнергетических объектов.

В пособии приведены краткие теоретические сведения по основным вопросам организации наладки и эксплуатации, монтажа и пусконаладочных работ, а также изучения практических вопросов наладки и эксплуатации устройств РЗ и А.

В авторской редакции.

**ББК 31.27-05я73
Н.23**

© Амурский государственный университет, 2013

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1. СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА	7
1.1 Основные понятия и термины в области надежности устройств РЗА	7
1.2 Виды технического обслуживания устройств РЗА	8
1.3 Периодичность технического обслуживания устройств РЗА	9
1.4 Периодичность проведения технического обслуживания устройств РЗА электрических сетей 6-35 кВ	10
2. ПРОГРАММЫ РАБОТ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ ОБСЛУЖИВАНИИ УСТРОЙСТВ РЗА	12
2.1 Новое включение	13
2.2. Первый профилактический контроль	17
2.3. Профилактическое восстановление	18
2.4 Профилактический контроль	18
2.5 Опробование	19
2.6 Технический осмотр	20
2.7 Дистанционные защиты	20
3. ДОПУСТИМЫЕ ЗНАЧЕНИЯ МАКСИМАЛЬНЫХ ОТКЛОНЕНИЙ ХАРАКТЕРИСТИК ОТ ЗАДАННЫХ УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЗА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 0,4-35 кВ	47
4. ПРАВИЛА И ОБЯЗАННОСТИ ПЕРСОНАЛА ПО ОПЕРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ И ОБСЛУЖИВАНИЮ УСТРОЙСТВ РЗАИ.	48
5. ТРЕБОВАНИЯ К ОПЕРАТИВНОМУ ПЕРСОНАЛУ.	50
6. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПЕРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ УСТРОЙСТВАМИ РЗАИ.	51
7. КОНТРОЛЬ ИСПРАВНОСТИ УСТРОЙСТВ РЗАИ.	55
8. УСТРАНЕНИЕ НЕИСПРАВНОСТЕЙ В УСТРОЙСТВАХ РЗАИ.	58
9. ДЕЙСТВИЯ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА ПРИ РАБАТЫВАНИИ УСТРОЙСТВ РЗАИ.	59

10. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ НА УСТРОЙСТВАХ РЗАИ.	60
11. ОРГАНЫ УПРАВЛЕНИЯ УСТРОЙСТВАМИ РЗАИ.	63
12. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МИКРОПРОЦЕССОРНЫМ УСТРОЙСТВАМ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ	65
12.1 Основные положения по выполнению микропроцессорных устройств и систем рза	65
13. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ И ПРОГРАММНОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ МП РЗА	66
14. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МП РЗА В ЧАСТИ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ	75
15. ОФОРМЛЕНИЕ ОПЕРАТИВНОЙ ЗАЯВКИ	87
15.1 Подготовка к проведению работы	89
15.2 Подготовка устройств РЗА к включению в работу	93
16. ВНЕШНИЙ ОСМОТР	98
16.1 Внутренний осмотр и проверка механической части аппаратуры	101
16.2 Проверка схемы соединений устройства РЗА	104
16.3 Проверка изоляции	107
17. ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ВРЕМЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕМЕНТОВ УСТРОЙСТВ РЗА	113
17.1 Проверка электрических и временных характеристик элементов приводов и схем управления коммутационных аппаратов.	119
17.2 Проверка временных характеристик устройств РЗА в полной схеме	128
17.3 Проверка взаимодействия проверяемого устройства РЗА с другими устройствами РЗА и коммутационными аппаратами	131
18. ПРОВЕРКА ПРАВИЛЬНОСТИ СБОРКИ ТОКОВЫХ ЦЕПЕЙ И ЦЕПЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ ВТОРИЧНЫМ ТОКОМ И НАПРЯЖЕНИЕМ	133
18.1 Проверка устройств РЗА первичным током и напряжением	135
19. УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	172
20. СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ И ВЕКТОРНАЯ ДИАГРАММА ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА	176

21. ПОГРЕШНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА	178
22. НОМИНАЛЬНАЯ ВТОРИЧНАЯ НАГРУЗКА	180
23. ТИПОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАМАГНИЧИВАНИЯ	180
24. ПРОВЕРКА ВОЛЬТ-АМПЕРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК	184
25. ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТА ТРАНСФОРМАЦИИ	191
26. ПОГРЕШНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И ВЛИЯНИЕ НАГРУЗКИ	193
27. РАСЧЕТ ТОКОВ НЕБАЛАНСА В СХЕМАХ СОЕДИНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА	202
28. ИЗМЕРЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ИЗОЛЯЦИИ	207
29. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СХЕМАМ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЙ И ИХ ВТОРИЧНЫМ ЦЕПЯМ	211
30. ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ	218
30.1 указания по расчетной проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей	218
30.2 виды, периодичность и объемы проверок	224
30.3 методы проверок	225
30.4 испытания трансформаторов напряжения	242
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	244

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Наладка и эксплуатация устройств релейной защиты и автоматики» относится к блоку СД, является специальной дисциплиной.

Дисциплина «Наладка и эксплуатация устройств релейной защиты и автоматики»: блок дисциплин включает вопросы целей, задач, структур и организации наладки систем и устройств релейной защиты и автоматизации, основные нормативно-технические принципы и документация по системам в целом и конкретном случае. В результате изучения дисциплины В процессе освоения данной дисциплины студент формирует и демонстрирует следующие общекультурные компетенции (ОК) и общепрофессиональные компетенции (ПК):

готовностью участвовать в монтажных, наладочных, ремонтных и профилактических работах на объектах электроэнергетики (ПК-27);

способностью координировать деятельность членов трудового коллектива (ПК-34);

готовностью обеспечивать соблюдение производственной и трудовой дисциплины (ПК-35);

готовностью контролировать соблюдение требований безопасности жизнедеятельности (ПК-36);

готовностью изучать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования (ПК-39);

способностью к монтажу, регулировке, испытаниям и сдаче в эксплуатацию электроэнергетического и электротехнического оборудования (ПК-46).

готовностью к составлению инструкций по эксплуатации оборудования и программ испытаний (ПК-51).

готовность к участию в работе по монтажу, наладке и обслуживанию устройств релейной защиты и автоматики (ПСК-4).

способность к участию в натурных испытаниях и сдаче в эксплуатацию смонтированного оборудования релейной защиты и автоматики (ПСК-6).

способность к оценке состояния и условий эксплуатации релейной защиты и автоматики энергообъекта (ПСК-7).

1. СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА

1.1 Основные понятия и термины в области надежности устройств РЗА

Надежностью называется свойство устройства сохранять во времени в установленных пределах значения параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортирования.

Работоспособным состоянием называется такое состояние устройств, при котором значения параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и конструкторской документации.

Отказом называется нарушение работоспособного состояния устройства. Имеются характерные виды отказов, отличающиеся:

по возможности прогнозирования наступления отказа — постепенные и внезапные отказы;

по времени возникновения отказа — приработочные отказы, отказы периода нормальной эксплуатации и деградационные отказы.

При этом отказы могут быть как постепенные, так и внезапные.

Постепенные отказы происходят в результате изменения одного или нескольких параметров устройства или состояния его элементов из-за различных физических и химических процессов, возникающих вследствие продолжительной эксплуатации.

В устройствах РЗА к этим процессам относятся: запыление внутренних деталей реле и устройств, образование нагара и раковин на контактах, разрегулировка механической части реле, ослабление винтовых контактных соединений, снижение сопротивления изоляции, изменение характеристик устройства или его отдельных элементов. При проведении своевременных профилактических мероприятий указанные изменения параметров или состояния устройства и его элементов могут быть обнаружены методами контроля и диагностики, а возможные отказы предотвращены регулировкой, заменой или восстановлением элементов.

Внезапные отказы характеризуются скачкообразным изменением значений одного или нескольких параметров устройства. Причинами внезапных отказов являются физические и химические процессы, протекающие во времени достаточно медленно.

Приработочные отказы происходят в начальный период эксплуатации, вызываются в основном недостатками технологии производства и недостаточным контролем качества комплектующих элементов устройств при изготовлении. Для устройств РЗА причинами приработочных отказов могут быть также ошибки при монтаже и наладке, некачественное проведение наладки.

Отказы периода нормальной эксплуатации происходят после окончания периода приработки, но до наступления периода деградационных отказов. Это

наиболее длительный период общего времени эксплуатации, в котором количество отказов примерно постоянно и имеет наименьшее значение.

Деградиационные отказы вызываются естественными процессами старения, изнашивания и коррозии при соблюдении установленных правил, норм проектирования, изготовления и эксплуатации. Эти отказы происходят, когда устройство в целом или его отдельные элементы приближаются к предельному состоянию по условиям старения или износа в конце полного или межремонтного срока службы. При правильной организации технического обслуживания эти отказы могут быть предотвращены своевременной заменой или восстановлением элементов. При этом период замены должен быть меньше среднего времени износа элемента. Если своевременная замена не производится, то количество деградиационных отказов возрастает.

Прирабочные отказы, отказы периода нормальной эксплуатации и деградиационные отказы являются случайными событиями, но подчиняются общим закономерностям.

Необходимо различать отказ устройства защиты как событие утраты работоспособности и отказ функционирования как событие невыполнения заданной функции при возникновении соответствующего требования.

1.2 Виды технического обслуживания устройств РЗА

1. Период эксплуатации устройства или срок его службы до списания определяется износом устройства до такого состояния, когда восстановление его становится нерентабельным.

В срок службы устройства, начиная с проверки при новом включении, входит, как правило, несколько межремонтных периодов, каждый из которых может быть подразделен на характерные с точки зрения надежности этапы: период приработки и период нормальной эксплуатации.

Устанавливаются следующие виды технического обслуживания устройств РЗА электрических сетей 0,4-35 кВ:

- проверка при новом включении (наладка);
- первый профилактический контроль;
- профилактический контроль;
- профилактическое восстановление (ремонт);
- опробование (тестовый контроль);
- технический осмотр.

Кроме того, в процессе эксплуатации может проводиться внеочередная или послеаварийная проверка.

2. Проверку (наладку) устройств РЗА при новом включении следует проводить при вводе в работу вновь смонтированного, отдельного присоединения или при реконструкции устройств РЗА на действующем объекте. Это необходимо для оценки исправности аппаратуры и вторичных цепей, правильности схем соединений, регулировки реле, проверки работоспособности устройств РЗА в целом. Проверка при новом включении должна выполняться персоналом МС РЗА или специализированной наладочной организацией.

Если проверка при новом включении проводилась сторонней наладочной организацией, то включение новых и реконструированных устройств производится после приемки их службой РЗА.

3. Профилактический контроль устройств РЗА проводится в целях выявления и устранения возникающих в процессе эксплуатации возможных неисправностей его элементов, способных вызвать излишние срабатывания или отказы срабатывания устройств РЗА.

Первый после включения устройства РЗА в эксплуатацию профилактический контроль выполняется главным образом в целях выявления и устранения приработочных отказов, возникающих в начальный период эксплуатации.

4. Профилактическое восстановление производится в целях проверки исправности аппаратуры и цепей, соответствия уставок и характеристик реле заданным, восстановления износившейся аппаратуры и ее частей, проверки устройства РЗА в целом.

Профилактическое восстановление производится также в целях восстановления отдельных менее надежных (имеющих малый ресурс или большую скорость выработки ресурсов) элементов устройств: реле РТ-80, РТ-90, ИТ-80, ИТ-90, ЭТ-500, ЭН-500, ЭВ-100, ЭВ-200, РТВ, РВМ, РП-341 и т.д. В зависимости от условий внешней среды и состояния аппаратуры объем частичного восстановления устройств РЗА, расположенных в шкафах наружной установки, может быть расширен.

5. Опробование производится в целях проверки работоспособности устройств РЗА.

Опробование может производиться с помощью встроенных элементов опробования либо имитацией срабатывания пусковых органов устройств РЗА.

Тестовый контроль проводится для устройств, имеющих встроенные средства ручного тестового контроля.

6. Необходимость и периодичность проведения опробований или тестового контроля определяются местными условиями и утверждаются главным инженером предприятия.

7. Правильное действие устройств РЗА в течение 6 мес. до срока опробования приравнивается к опробованию.

8. Внеочередная проверка проводится при частичных изменениях схем или реконструкции устройств РЗА, при необходимости изменения уставок или характеристик реле и устройств, а также для устранения недостатков, обнаруженных при проведении опробования.

9. Послеаварийная проверка выполняется для выяснения причин отказов функционирования или неясных действий устройств РЗА. Внеочередная и послеаварийная проверки проводятся по программам, составленным МС РЗА, утвержденным главным инженером предприятия.

10. Периодические технические осмотры проводятся в целях проверки состояния аппаратуры и цепей РЗА, а также соответствия положения накладок и переключающих устройств режиму работы оборудования.

1.3 Периодичность технического обслуживания устройств РЗА

1. Для устройств РЗА цикл технического обслуживания устанавливается от трех до двенадцати лет.

Под циклом технического обслуживания понимается период эксплуатации устройства между двумя ближайшими профилактическими восстановлениями, в течение которого выполняются в определенной последовательности установленные виды технического обслуживания, предусмотренные настоящими Правилами.

2. По степени воздействия различных факторов внешней среды на аппараты в электрических сетях 0,4-35 кВ могут быть выделены две категории помещений.

К I категории относятся закрытые, сухие отапливаемые помещения.

Ко II категории относятся помещения с большим диапазоном колебаний температуры окружающего воздуха, в которых имеется сравнительно свободный доступ наружного воздуха (металлические помещения, ячейки типа КРУН, комплектные трансформаторные подстанции и др.), а также помещения, находящиеся в районах с повышенной агрессивностью среды.

3. Цикл технического обслуживания для устройств РЗА, установленных в помещениях I категории, принимается равным 12, 8 или 6 годам, а для устройств РЗА, установленных в помещениях II категории, принимается равным 6 или 3 годам в зависимости от типа устройств РЗА и местных условий, влияющих на ускорение износа устройств (см. таблицу). Цикл обслуживания для устройств РЗА устанавливается распоряжением главного инженера предприятия.

1.4 Периодичность проведения технического обслуживания устройств РЗА электрических сетей 6-35 кВ

Место установки устройств РЗА	Цикл технического обслуживания, лет	Количество лет эксплуатации														
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
В помещениях I категории (вариант 1)	12	Н	К1	-	О	-	К	-	О	-	К	-	В	-	О	
В помещениях I категории (вариант 2)	8	Н	К1	-	К	-	О	-	В	-	О	-	К	-	О	
В помещениях I категории (вариант 3)	6	Н	К1	-	К	-	В	-	К	-	К	-	В	-	К	
В помещениях II категории (вариант 1)	6	Н	К1	-	К	-	В	-	К	-	К	-	В	-	К	
В помещениях II категории (вариант 2)	3	Н	К1	В	-	-	В	-	-	В	-	-	В	-	-	
Примечания: 1. Н- проверка (наладка) при новом включении; К1 - первый профилактический контроль; К - профилактический																

контроль; В - профилактическое восстановление; О — опробование.

2. В таблице указаны обязательные опробования. Кроме того, опробования рекомендуется производить в годы, когда не выполняются другие виды обслуживания. Если при проведении опробования или профилактического контроля выявлен отказ устройства или его элементов, то производится устранение причины, вызвавшей отказ, и при необходимости в зависимости от характера отказа - профилактическое восстановление.

Для неотчетственных присоединений в помещениях II категории продолжительность цикла технического обслуживания устройств РЗА может быть увеличена, но не более чем в два раза. Допускается в целях совмещения проведения технического обслуживания устройств РЗА с ремонтом основного оборудования перенос запланированного вида технического обслуживания на срок до одного года. В отдельных обоснованных случаях продолжительность цикла технического обслуживания устройств РЗА может быть сокращена.

Указанные в таблице циклы технического обслуживания относятся к периоду эксплуатации устройств РЗА, соответствующему полному сроку службы устройств. По опыту эксплуатации устройств РЗА на электромеханической элементной базе, установленных в помещениях I категории, полный средний срок их службы составляет 25 лет и для устройств, установленных в помещениях II категории, 20 лет.

В технической документации по устройствам РЗА на микроэлектронной и электронной базе полный средний срок службы установлен, как правило, 12 лет. Эксплуатация устройств РЗА на электромеханической, микропроцессорной и электронной базе сверх указанных сроков может быть разрешена только при удовлетворительном состоянии и сокращении цикла технического обслуживания, устанавливаемого руководством предприятия.

Наибольшее количество отказов электронной техники происходит в начале и в конце срока службы, поэтому рекомендуется устанавливать для этих устройств укороченные периоды между проверками в первые два-три года и после 10—12 лет эксплуатации. Периоды эксплуатации между двумя ближайшими профилактическими восстановлениями для этих устройств в первые годы эксплуатации рекомендуется устанавливать не более 6 лет. По мере накопления опыта эксплуатации цикл технического обслуживания может быть увеличен до 12 лет.

Цикл технического обслуживания расцепителей автоматических выключателей 0,4 кВ рекомендуется принимать равным 3 или 6 годам.

4. Плановое техническое обслуживание устройств РЗА электрических сетей 0,4-35 кВ следует по возможности совмещать с проведением ремонта основного электрооборудования.

5. Первый профилактический контроль устройств РЗА должен проводиться через 10-18 мес. после включения устройства в работу.

6. Периодичность технического обслуживания аппаратуры и вторичных цепей устройств дистанционного управления и сигнализации принимается такой же, как для соответствующих устройств РЗА.

7. Периодичность технических осмотров аппаратуры и цепей устанавливается МС РЗА в соответствии с местными условиями.

8. Тестовый контроль (опробование) устройств на микроэлектронной базе рекомендуется проводить еженедельно на подстанциях с дежурным персоналом, а на подстанциях без дежурного персонала — по мере возможности, но не реже одного раза в 12 мес.

9. Для микроэлектронных и микропроцессорных устройств РЗА перед новым включением, как правило, должна производиться тренировка подачей на устройство в течение 3 — 4 сут. оперативного тока и при возможности рабочих токов и напряжений с включением устройства с действием на сигнал. По истечении срока тренировки проводится тестовый контроль и при отсутствии каких-либо неисправностей устройство РЗА переводится с действием на отключение.

10. Удаление пыли с внешних поверхностей, проверка надежности контактных соединений, проверка целостности стекол, состояния уплотнений кожухов и т.п. микропроцессорных и электромеханических устройств РЗА выполняются обычным образом. Чистка от пыли внутренних модулей микропроцессорных устройств РЗА при внутреннем осмотре должна производиться пылесосом для исключения повреждения устройств статическим разрядом. Следует учитывать, что заводы-изготовители гарантируют нормальную работу электронных устройств и выполнение гарантийного ремонта РЗА в течение ограниченного периода эксплуатации при сохранности пломб завода. С учетом этого вскрывать кожухи этих устройств РЗА в течение гарантийного срока эксплуатации не рекомендуется.

11. При неисправности устройств РЗА на микроэлектронной базе ремонт устройства в период гарантийного срока эксплуатации должен производиться на заводе-изготовителе. В последующий период эксплуатации ремонт производится по договору с заводом-изготовителем или в базовых лабораториях квалифицированными специалистами.

12. Методики проверки микропроцессорных устройств РЗА приведены в технических описаниях и инструкциях по эксплуатации заводов-изготовителей.

2. ПРОГРАММЫ РАБОТ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ ОБСЛУЖИВАНИИ УСТРОЙСТВ РЗА

Программы составлены на все виды планового технического обслуживания устройств РЗА, предусмотренные настоящими Правилами.

Программы являются общими для всех устройств РЗА электрических сетей 0,4-35 кВ и определяют последовательность и объемы работ при проверках этих устройств.

Объемы работ при техническом обслуживании узлов и элементов устройств РЗА приведены в разд. 4 настоящих Правил, а методика их проверок — в документах, приведенных в списке использованной литературы.

Проверку электрических характеристик устройств РЗА рекомендуется производить с использованием комплектных испытательных устройств Уран-1,

Уран-2, Нептун-1, Нептун-2, Сатурн-М, Сатурн-М1 (НПФ "Радиус", Москва), Реле-томографа (НПП "Динамика"), ЭУ 5000, У 5052 (Киевский завод "Точэлектроприбор") и аналогичных испытательных устройств.

2.1 Новое включение

1. Подготовительные работы включают:

а) подготовку необходимой документации (исполнительных схем, заводской документации на оборудование, инструкций, бланков паспортов-протоколов);

б) подготовку испытательных устройств, измерительных приборов, соединительных проводов, запасных частей, инструмента;

в) отсоединение (при необходимости) цепей связи на рядах зажимов проверяемого устройства РЗА с другими устройствами.

2. При внешнем осмотре необходимо проверять:

а) выполнение требований ПУЭ, ПТЭ и других руководящих документов, относящихся к налаживаемому устройству, а также соответствие устройства проекту и реальным условиям работы (значениям нагрузок, тока КЗ, заданным уставкам) установленной аппаратуры и контрольных кабелей;

б) отсутствие механических повреждений аппаратуры, состояние изоляции выводов реле и другой аппаратуры;

в) качество покраски панелей, шкафов;

г) состояние монтажа проводов и кабелей, соединений на рядах зажимов, ответвлениях от шин управления, шпильках реле, испытательных блоках, резисторах, а также надежность паяк на конденсаторах, резисторах, диодах и т.п.;

д) правильность выполнения концевых разделок контрольных кабелей;

е) состояние уплотнений дверей шкафов, кожухов, вторичных выводов трансформаторов тока и напряжения и т.д.;

ж) состояние и правильность выполнения заземлений цепей вторичных соединений;

з) состояние электромагнитов управления и блок-контактов разъединителей, высоковольтных выключателей, автоматических выключателей и другой коммутационной аппаратуры;

и) наличие и правильность надписей на панелях и аппаратуре, наличие и правильность маркировки кабелей, жил кабелей, проводов.

3. Проверка соответствия проекту смонтированных устройств заключается в:

а) фактическом исполнении соединений между элементами на панелях устройств РЗА, управления и сигнализации (прозвонка цепей схемы). Одновременно проводится проверка правильности маркировки проводов на панелях;

б) фактическом исполнении всех цепей связи между проверяемым устройством и другими устройствами РЗА, управления и сигнализации. Одновременно проводится проверка правильности маркировки жил кабелей.

4. При внутреннем осмотре, чистке и проверке механической части аппаратуры необходимо проводить:

а) проверку целостности деталей реле и устройств, правильности их установки и надежности крепления;

б) очистку от пыли и посторонних предметов;

- в) проверку надежности контактных соединений;
- г) проверку затяжки стяжных болтов, трансформаторов, дросселей;
- д) проверку состояния контактных поверхностей и дугогасительных камер;
- е) проверку надежности работы механизма управления включением и отключением от руки.

5. Проверка сопротивления изоляции является предварительной и состоит из измерения сопротивления изоляции отдельных узлов устройств РЗА (трансформаторов тока и напряжения, приводов коммутационных аппаратов, контрольных кабелей, панелей защит и т.д.).

Измерение производится мегаомметром на 1000 В:

- а) относительно земли;
- б) между отдельными группами электрически не связанных цепей (тока, напряжения, оперативного тока, сигнализации);
- в) между фазами в токовых цепях, где имеются реле или устройства с двумя первичными обмотками и более;
- г) между жилами кабеля газовой защиты;
- д) между жилами кабеля от трансформаторов напряжения до автоматических выключателей или предохранителей.

Примечания: 1. Элементы, не рассчитанные на испытательное напряжение 1000 В, при измерении по п. 3.1.5, а, б исключаются из схемы.

2. Измерение сопротивления изоляции цепей 24 В и ниже устройств РЗА на микроэлектронной и микропроцессорной базе производится в соответствии с указаниями завода-изготовителя. При отсутствии таких указаний проверяется отсутствие замыкания этих цепей на землю омметром на напряжение до 15 В.

6. Проверка электрических характеристик элементов устройств проводится в соответствии с объемами работ при техническом обслуживании конкретных типов этих элементов, приведенными в разд. 4 настоящих Правил. Работы по проверке электрических характеристик должны завершаться выставлением и проверкой уставок и режимов, задаваемых ЦС РЗА или МС РЗА.

После окончания проверки производится сборка всех цепей, связывающих проверяемое устройство с другими цепями, подключением жил кабелей к рядам зажимов панелей, шкафов.

7. Измерение и испытание изоляции устройств следует производить при закрытых кожухах, крышках и дверцах.

При включении после монтажа и первом профилактическом контроле изоляция относительно земли электрически связанных цепей РЗА и всех других вторичных цепей каждого присоединения, а также между электрически не связанными цепями, находящимися в пределах одной панели, за исключением цепей элементов, рассчитанных на рабочее напряжение 60 В и ниже, должна быть испытана напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин.

Кроме того, напряжением 1000 В в течение 1 мин должна быть испытана изоляция между жилами контрольного кабеля тех цепей, где имеется повышенная вероятность замыкания между жилами с серьезными последствиями (цепи газовой

защиты, цепи конденсаторов, используемых как источник оперативного тока, вторичные цепи трансформаторов тока с номинальным значением тока 1 А и т.п.).

В процессе последующей эксплуатации изоляция цепей РЗА (за исключением цепей напряжением 60 В и ниже) должна испытываться при профилактических восстановлении напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин или выпрямленным напряжением 2500 В с использованием мегаомметра или специальной установки.

Испытание изоляции цепей РЗА напряжением 60 В и ниже производится в процессе измерения сопротивления.

8. Проверка взаимодействия элементов устройств заключается в проверке правильности взаимодействия реле защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации. Проверка взаимодействия реле проводится в соответствии с принципиальной схемой.

Особое внимание при проверке необходимо обратить на:

- а) отсутствие обходных цепей;
- б) правильность работы устройства при различных положениях накладок, переключателей, испытательных блоков, рубильников и т.д.;
- в) наличие па рядах зажимов проверяемого устройства сигналов, предназначенных для воздействия на другие устройства, находящиеся в работе.

Проверку следует проводить при номинальном напряжении оперативного тока.

9. Комплексную проверку устройств следует проводить при номинальном напряжении оперативного тока при подаче на устройство параметров аварийного режима от постороннего источника и полностью собранных цепях устройства при закрытых кожухах реле и разомкнутых выходных цепях.

При комплексной проверке необходимо производить измерение полного времени действия каждой из ступеней устройства и проверять правильность действия сигнализации.

Ток и напряжение, соответствующие аварийному режиму, следует подавать на все ступени и фазы (или все комбинации фаз) проверяемого устройства и должны соответствовать нижеприведенным условиям:

- а) для защит максимального действия 0,9 и 1,1 уставки срабатывания для контроля несрабатывания защиты в первом и срабатывания — во втором случаях; для контроля времени действия подается ток или напряжение, равные 1,3 уставки срабатывания.

Для защит с зависимой характеристикой срабатывания необходимо проверять четыре-пять точек характеристик.

Для токовых направленных защит следует подавать номинальное напряжение с фазой, обеспечивающей срабатывание реле направления мощности.

Для дифференциальных защит ток подавать поочередно в каждое из плеч защиты;

- б) для защит минимального действия — 1,1 и 0,9 уставки срабатывания для контроля несрабатывания защиты в первом и срабатывания — во втором случаях; для контроля времени действия подавать ток или напряжение, равные 0,8 уставки срабатывания.

Для дистанционных защит временную характеристику следует снимать для сопротивлений, равных 0 ; $0,9Z_1$; $1,1Z_1$; $0,9Z_2$; $1,1Z_2$; $0,9Z_3$ и $1,1Z_3$. Регулировку выдержки времени второй и третьей ступеней производить при сопротивлениях, равных соответственно $1,1Z_1$ и $1,1Z_2$. Регулировку выдержки времени первой ступени (при необходимости) производить при сопротивлении $0,5Z_1$.

Следует проверять правильность поведения устройств при имитации всех возможных видов КЗ в зоне и вне зоны действия устройств.

10. Проверку взаимодействия проверяемого устройства с другими включенными в работу устройствами защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации и действия устройства на коммутационную аппаратуру необходимо проводить при номинальном напряжении оперативного тока. После окончания проверки произвести подключение цепей связи с другими устройствами на рядах зажимов проверяемого устройства с последующей проверкой действия от выходного реле проверяемого устройства на коммутационную аппаратуру.

После проверки действия проверяемого устройства на коммутационные аппараты работы в оперативных цепях не производятся.

11. Проверка устройств рабочим током и напряжением является окончательной проверкой схемы переменного тока и напряжении, правильности включения и поведения устройств.

Перед проверкой устройств рабочим током и напряжением следует произвести:

осмотр всех реле и других аппаратов, рядов зажимов и перемычек на них;

установку накладок, переключателей, испытательных блоков и других оперативных элементов в положения, при которых исключается воздействие проверяемого устройства на другие устройства и коммутационные аппараты.

Проверка рабочим током и напряжением проводится в следующей последовательности:

а) проверка исправности и правильности подключения цепей напряжения измерением на ряде выводов линейных и фазных напряжений и напряжения нулевой последовательности и проверкой фазировки цепей напряжения проверяемого присоединения;

б) проверка исправности токовых цепей измерением вторичных токов нагрузки в фазах и в нулевом проводе, а для направленных защит производится снятие векторной диаграммы;

в) проверка тока и напряжения небаланса фильтров тока и напряжения прямой, обратной и нулевой последовательности;

г) проверка правильности включения реле направления мощности и реле сопротивления;

д) проверка правильности сборки токовых цепей дифференциальных защит измерением токов (напряжений) небаланса.

12. При подготовке устройств релейной защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации к включению необходимо произвести:

а) повторный осмотр реле, режим работы которых изменялся при проверке рабочим током и напряжением;

б) проверку положения флажков указательных реле, испытательных блоков и других оперативных устройств, а также перемычек на рядах выводов;

- в) проверку показаний контрольных устройств;
- г) запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу следует оформить паспорта-протоколы;
- д) инструктаж дежурного персонала по вводимым в работу устройствам и особенностям их эксплуатации, сдачу этих устройств и инструкции по обслуживанию дежурному персоналу.

2.2. Первый профилактический контроль

1. Подготовительные работы включают:

- а) подготовку необходимой документации (исполнительных схем, действующих инструкций, паспортов-протоколов, рабочих тетрадей, карт уставок защит и автоматики);
- б) подготовку испытательных устройств, измерительных приборов, соединительных проводов, запасных частей и инструмента;
- в) допуск к работе и принятие мер по предотвращению возможности воздействия проверяемого устройства на другие устройства;
- г) проверку соответствия устройства требованиям руководящих документов.

2. При внешнем осмотре следует проверять:

- а) надежность крепления панели, аппаратуры панели;
- б) отсутствие механических повреждений аппаратуры, состояние изоляции выводов реле и другой аппаратуры;
- в) отсутствие пыли и грязи на рядах выводов;
- г) состояние изоляции проводов и кабелей, надежность контактных соединений на рядах зажимов, ответвлениях от шин, шпильках реле, испытательных блоков, резисторах, а также надежность паек;
- д) состояние уплотнения дверей шкафов, кожухов и т.д.;
- е) состояние электромагнитов управления и блок-контактов коммутационной аппаратуры;
- ж) состояние заземления цепей вторичных соединений;
- з) наличие и правильность надписей на панелях и аппаратуре, наличие маркировки кабелей, жил кабелей и проводов.

3. Предварительную проверку заданных уставок необходимо проводить при закрытых кожухах реле и крышках автоматических выключателей в целях определения работоспособности элементов и отклонения параметров срабатывания от заданных. Допустимые значения максимальных отклонений характеристик от заданных уставок устройств РЗА приведены в приложении.

Если при проверке уставок параметры срабатывания выходят за пределы допустимых отклонений, то проводится анализ причин отклонения и при необходимости разборка, восстановление или замена аппаратуры.

4. Внутренний осмотр и проверку механической части релейной и коммутационной аппаратуры следует проводить и соответствии с п. 3.1.4, а — е.

При отсутствии на контактных поверхностях механических повреждений, нагаров, раковин, оксидной пленки чистка не производится.

5. Проверку электрических характеристик элементов, которые не подвергались разборке, следует проводить в объеме, соответствующем профилактическому восстановлению, а элементов, которые подвергались разборке или замене, — в объеме, соответствующем новому включению.

6. Измерение и испытание изоляции производятся в соответствии с п. 3.1.7.

7. Проверка взаимодействия элементов устройства проводится в соответствии с п. 3.1.8.

8. Комплексная проверка устройств выполняется в соответствии с п. 3.1.9.

9. Проверка взаимодействия проверяемого устройства с другими устройствами защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации и действия устройства на коммутационную аппаратуру проводится в соответствии с п. 3.1.10.

10. Проверка устройств рабочим током и напряжением.

11. При подготовке устройств релейной защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации к включению необходимо произвести:

а) повторный осмотр реле, режим работы которых изменялся при проверке рабочим током и напряжением;

б) проверку положения флажков указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп, а также перемычек на рядах выводов;

в) запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу.

2.3. Профилактическое восстановление

1. Подготовительные работы.

2. Внешний осмотр.

3. Предварительная проверка заданных уставок.

4. Внутренний осмотр, чистка и проверка механической части релейной и коммутационной аппаратуры.

5. Проверка электрических характеристик проводится для:

а) элементов, которые не подвергались разборке, — в объеме, соответствующем профилактическому восстановлению;

б) элементов, которые подвергались разборке или замене, — в объеме, соответствующем новому включению.

6. Измерение и испытание изоляции.

В период последующей эксплуатации при профилактических восстановлении допускается испытание изоляции проводить мегаомметром на 2500 В.

7. Комплексная проверка устройств проводится в соответствии с п. 9.

8. При проверке действия проверяемого устройства на коммутационную аппаратуру и восстановлении цепей связи с другими устройствами следует выполнять:

а) подготовку цепей отключения и включения и проверку действия выходного реле проверяемого устройства на коммутационные аппараты;

б) проверку отсутствия сигналов и подключения цепей связи с другими устройствами на рядах выводов проверяемого устройства.

2.4 Профилактический контроль

1. Подготовительные работы.

2. При внешнем осмотре следует произвести:

а) очистку от пыли аппаратуры;

б) осмотр состояния аппаратуры.

3. Измерение сопротивления изоляции следует производить мегаомметром на 1000 В каждой из групп электрически не связанных цепей вторичных соединений относительно земли и между собой.

4. Комплексную проверку устройств необходимо проводить при номинальном напряжении оперативного тока при подаче на устройство параметров аварийного режима от постороннего источника и полностью собранных цепях устройств при закрытых кожухах реле.

При комплексной проверке следует проверять также правильность действия сигнализации. Ток и напряжение, соответствующие аварийному режиму, следует подать на все ступени и все фазы (или все комбинации фаз) проверяемого устройства. Ток или напряжение, подаваемые на защиты максимального тока и минимального напряжения, должно обеспечивать их надежное срабатывание.

Для защит с зависимой характеристикой следует снять три-четыре точки характеристики; для дифференциальных защит ток поочередно подается в каждое из плеч защит; на ступенчатые защиты подаются параметры аварийного режима, соответствующие одной точке каждой зоны и одной точке вне зоны срабатывания последней ступени.

5. При проверке действия выходных реле на коммутационный аппарат следует убедиться в исправности цепей отключения (включения) действием на коммутационный аппарат от выходных реле и произвести восстановление цепей связи проверяемого устройства с другими устройствами.

6. При проверке устройств рабочим током и напряжением необходимо осуществлять:

а) проверку обтекания током токовых цепей проверяемого устройства, тока небаланса, правильности выбора направления реле тока;

б) проверку наличия напряжения на проверяемом устройстве.

7. При подготовке устройств к включению следует производить:

а) проверку положения указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп и других оперативных элементов;

б) запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу.

2.5 Опробование

1. Подготовительные работы включают:

а) подготовку исполнительных схем, инструкций, паспортов-протоколов и рабочих тетрадей;

б) допуск к работе и принятие мер от воздействия проверяемого устройства на другие устройства, осмотр устройства.

2. Проверка работоспособности элементов устройства заключается в следующем:

- а) опробование элементов действием защиты на коммутационную аппаратуру;
- б) проверка надежной работы элементов управления приводов от устройств РЗА или от руки.

3. При подготовке устройств к включению необходимо произвести:

- а) восстановление цепей связи проверяемого устройства с другими устройствами;
- б) проверку положения флажков указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп и других оперативных элементов;
- в) запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенного устройства и о возможности включения его в работу.

2.6 Технический осмотр

При техническом осмотре необходимо визуально контролировать:

- а) отсутствие внешних повреждений устройства и его элементов;
- б) состояние креплений устройств на панелях, проводов на рядах зажимов и на выводах устройств;
- в) наличие надписей и позиционных обозначений;
- г) положение флажков указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок и других оперативных элементов, состояние сигнальных ламп.

2.7 Дистанционные защиты

Дистанционная защита ДЗ-10

- Н, В а) проверка и регулировка механической части и состояния контактных поверхностей;
- Н б) проверка тока срабатывания магнитоэлектрических реле Р1 и Р2;
- Н в) настройка трансреакторов ТР5- ТР7;
- Н, В г) настройка защиты на уставки по сопротивлению и времени срабатывания;
- Н, К1 д) проверка взаимодействия элементов схемы защиты при напряжении оперативного тока, равном 0,8 номинального значения;
- Н, К1, В е) проверка защиты рабочим током и напряжением.

Дистанционные защиты ПЗ-3, ПЗ-4

- Н, К1, В а) проверка реле постоянного тока;
- Н, К1, В б) проверка пусковых органов защиты ПЗ-3, устройства блокировки при неисправности цепей напряжения защиты ПЗ-4;
- Н, К1, В в) проверка устройства автономного питания (УАП) при

работе:

- Н проверка феррорезонансного стабилизатора тока;
- Н проверка стабилизатора напряжения;
- Н, К1, В совместная проверка стабилизаторов тока и напряжения;
- Н, К1, В г) проверка пусковых органов защиты ПЗ-4 и дистанционных органов защит ПЗ-3 и ПЗ-4:
- Н, К1, В проверка настройки фильтра второй гармонической составляющей (1С-1Др);
- Н выравнивание комплексных сопротивлений рабочего и тормозного контуров схемы сравнения при подаче напряжения 20-30 В в рассечку накладок 1Н и 2Н соответственно и при закороченной первичной обмотке трансформатора напряжения 1ТН;
- Н, К1, В определение угла максимальной чувствительности реле на заданной уставке методом "засечек";
- Н, К1, В проверка заданных уставок по сопротивлению срабатывания при заданных угле и токе настройки. Если угол и ток настройки не заданы, то настройку производить при угле 60° и токе, равном или большем двойного значения тока точной работы;
- Н, К1, В снятие характеристики зависимости сопротивления срабатывания реле от тока в целях определения действительного значения тока точной работы;
- Н, К1, В д) проверка реле направления мощности защит ПЗ-3 и ПЗ-4:
- Н проверка настройки фильтра второй гармонической составляющей (1С-1Др);
- Н проверка отсутствия самохода реле направления мощности при подаче на делитель 3R-4R напряжения 40 В. Ток в магнитоэлектрическом реле должен быть направлен в сторону торможения и его значение не должно превышать 2 мкА;
- Н определение угла максимальной чувствительности и зоны работы реле при номинальном токе и напряжении, равном 2 В;
- Н определение чувствительности реле направления мощности по напряжению при номинальном токе и угле максимальной чувствительности. Чувствительность реле по напряжению не должна превышать 0,6 В;
- Н е) проверка реле тока нулевой последовательности:
- Н проверка настройки фильтров второй (2С-2Др) и третьей (1С-1Др) гармонических составляющих;
- Н, К1, В проверка чувствительности реле по току на уставках 0,5 и 1,0 А при отсутствии торможения.

- Чувствительность по току должна находиться в пределах $0,5 \pm 0,05$ А и $1,0 \pm 0,1$ А соответственно;
- Н проверка отсутствия торможения реле при двойных замыканиях на землю. При этом следует убедиться, что в диапазоне токов от номинального до $10 I_{ном}$, подаваемых в поврежденные фазы А и В, тормозные ампер-витки составляют не более 5% рабочих ампер-витков;
- Н, К1, В проверка тормозных характеристик реле при торможении от токов одной или двух фаз на рабочей уставке 0,5 А; проверка коэффициента чувствительности реле при двойных замыканиях на землю и токе в неповрежденной фазе, равном $2 I_{ном}$ и уставке 0,5 А;
- Н, К1, В ж) проверка взаимодействия реле в схеме защиты при напряжении оперативного тока, равном 0,8 номинального значения;
- Н, К1, К, В з) комплексная проверка защит имитацией двухфазных КЗ видов АВ, ВС, СА, а также двойных замыканий на землю при одностороннем питании линии с замыканием фаз АО, ВО, СО и подачей параметров аварийного режима, соответствующих для ПЗ-3 и ПЗ-4 — $0,5Z_1$; $0,9Z_1$; $1,1Z_1$; $0,9Z_2$; $1,1Z_2$; кроме того, для ПЗ-4 — $0,9Z_3$; $1,1Z_3$. Регулировка выдержки времени второй и третьей ступеней при подаче параметров аварийного режима, равных соответственно $1,1Z_1$ и $1,1Z_2$. Проверка поведения защиты при близких двухфазных и трехфазных КЗ вне зоны действия защиты.
Примечание. При профилактическом контроле подаются параметры аварийного режима, соответствующие одной точке каждой зоны;
- Н, К1, К, В и) проверка защиты рабочим током и напряжением.

Дистанционная защита БРЭ-2701

- Н, В а) проверка механической части и состояния контактных поверхностей реле;
- Н, К1, В б) проверка уровней выходных напряжений блока питания;
- Н, К1, В в) проверка пусковых токовых реле на рабочей уставке;
- Н, К1, В г) проверка заданных уставок по сопротивлению срабатывания I и II ступеней защиты при заданном угле и токе настройки;
- Н д) определение тока точной работы I и II ступеней защиты;

- Н, К1, В е) проверка работы реле сопротивления и реле направления мощности;
- Н, К1, В ж) проверка органов выдержки времени I, II, III ступеней и цепи ускорения;
- Н, К1, В з) проверка настройки и линейности выходной характеристики устройства фиксации;
- Н, К1, В и) проверка защиты рабочим током и напряжением;
- Н, К1, К, В к) проверка работоспособности защиты с помощью кнопки тестового контроля.

Комплектное устройство защиты и автоматики пункта секционирования КРЗА-С

- Н, В а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей реле;
- Н, К1, В б) проверка характеристик блока питания;
- Н, К1, В в) проверка настройки защиты на уставки по сопротивлению и времени срабатывания;
- Н, К1, В г) проверка выдержек времени блока АПВ;
- Н, К1, К, В д) проверка работоспособности устройства от кнопки "Опробование";
- Н, К1, В е) проверка действия защиты и АПВ на выключатель;
- Н, К1, В ж) проверка защиты рабочим током и напряжением.

Комплектные устройства защиты и автоматики ЯРЭ 2201 и ЯРЭ 2202

- Н, К1, В, К а) проверка блока питания;
- Н, К1, В, К б) проверка работоспособности функционального тестового контроля;
- Н, К1, В в) проверка параметров срабатывания и возврата измерительных или комбинированных органов на рабочих уставках;
- Н, К1, В г) проверка времени срабатывания органов выдержки времени и автоматики на рабочих уставках;
- Н, К1, В д) проверка блоков входных реле;
- Н, К1, В е) проверка блоков выходных реле;
- Н, К1, В ж) проверка взаимодействия элементов устройства;
- Н, К1, В, К з) комплексная проверка устройства;
- Н, К1, В и) проверка взаимодействия с другими устройствами РЗА, сигнализации и коммутационными аппаратами;
- Н, К1, В, К к) проверка рабочим током и напряжением.

Микропроцессорное устройство защиты и автоматики "Сириус"

- Н, К1, В а) внешний осмотр;

- К1, В б) внутренний осмотр (до окончания гарантийного срока эксплуатации не производится);
- Н, К1, В в) измерение сопротивления изоляции. Измерение сопротивления изоляции между входными цепями тока, напряжения, оперативного тока, цепями дискретных сигналов и сигнализации, а также между указанными цепями и корпусом производится мегаомметром на напряжение 1000 В. Значение сопротивления изоляции должно быть не менее 10 МОм;
- Н, К1 г) испытание электрической прочности изоляции. При новом включении и первом профилактическом контроле изоляция цепей должна быть испытана напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин;
- К, В при последующих проверках изоляция цепей устройства должна быть испытана напряжением 1000 В переменного тока или мегаомметром на напряжение 2500 В в течение 1 мин. Измерение сопротивления и испытания изоляции цепей интерфейса связи с компьютером RS 232C не производятся;
- Н, К1 д) проверка и настройка конфигурации (функции) устройства. Осуществляются с клавиатуры или по линии связи. Производятся в соответствии с заводской инструкцией и проектом;
- Н, К1 е) проверка диапазонов регулирования уставок и настройка рабочих уставок. Осуществляются с клавиатуры или по линии связи. Производятся в соответствии с заводской инструкцией;
- Н ж) проверка заданной конфигурации и рабочих уставок испытательного устройства с использованием внешних измерительных приборов. Проверка точности измерения токов и времени срабатывания устройства. Проверка потребляемой мощности по цепи оперативного тока при номинальном напряжении 220 В переменного или постоянного тока;
- Н з) комплексная проверка при подаче на защиту параметров аварийного режима от испытательного устройства, проверка отсутствия ложных действий при подаче и снятии напряжения оперативного тока;
- Н, К1, В и) проверка устройства в тестовом режиме "Контроль". Проверяется правильность подключения и работы устройства, измерения действующих значений токов, правильность хода

- внутренних часов;
- Н к) проверка работы тестового контроля (самодиагностики) при подключении питания;
- Н, К1, В л) проверка устройства рабочим током с измерением вторичных токов нагрузки и в нулевом проводе.

Микропроцессорные устройства защиты и автоматики "Орион" и "Орион-А"

- Н, К1, В а) внешний осмотр;
- К1, В б) внутренний осмотр. (До окончания гарантийного срока эксплуатации не производится);
- Н, К1, В в) измерение сопротивления изоляции. Измерение производится между входными цепями тока, напряжения, оперативного тока, цепями дискретных сигналов, а также между указанными цепями и корпусом мегаомметром на напряжение 1000 В. Значение сопротивления изоляции должно быть не менее 10 МОм;
- Н, К1 г) испытание электрической прочности изоляции. При новом включении и первом профилактическом контроле изоляция цепей должна быть испытана напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин;
- К, В при последующих проверках изоляция цепей устройства должна быть испытана напряжением 1000 В переменного тока или мегаомметром на напряжение 2500 В;
- Н, К1 д) проверка и настройка конфигурации (функций) устройства. Осуществляются с помощью движковых переключателей в соответствии с заводской инструкцией и проектом;
- Н, К1 е) проверка диапазонов регулирования уставок и настройка рабочих уставок. Осуществляются набором комбинаций включенных или отключенных движков в соответствии с заводской инструкцией;
- Н ж) проверка конфигурации и рабочих уставок от внешнего источника с использованием внешних измерительных приборов. Проверка погрешности измерения значений тока и времени;
- Н з) комплексная проверка при подаче на устройство параметров аварийного режима от испытательного устройства, проверка отсутствия ложных действий при подаче и снятии напряжения оперативного тока;

- Н, В и) проверка работы тестового контроля при подключении питания;
- Н, К1, В к) проверка рабочим током и напряжением в соответствии с заводской инструкцией.

Микропроцессорные устройства защиты и автоматики SPAC 800 и БМРЗ

- Н, К1, В а) внешний осмотр: отсутствие внешних следов ударов, потеков воды, в том числе высохших, отсутствие налета окислов на металлических поверхностях, отсутствие запыленности, осмотр рядов зажимов входных и выходных сигналов, разъемов интерфейса связи в части состояния их контактных поверхностей, осмотр элементов управления на отсутствие их механических повреждений;
- К1, В б) внутренний осмотр (чистка от пыли; осмотр элементов цепей и дорожек с точки зрения наличия следов перегревов, ослабления паяных соединений из-за появления трещин, наличия окисления; контроль сочленения разъемов и механического крепления элементов, затяжка винтовых соединений);
- Н, К1, В, К в) измерение сопротивления изоляции независимых цепей (кроме порта последовательной передачи данных) по отношению к корпусу и между собой:
входных цепей тока;
входных цепей напряжения;
цепей питания оперативным током;
входных цепей дискретных сигналов;
выходных цепей дискретных сигналов от контактов выходных реле.
Измерения производятся мегаомметром на 500 В, сопротивление изоляции должно быть не менее 10 МОм;
- Н г) испытания электрической прочности изоляции независимых цепей (кроме порта последовательной передачи данных) по отношению к корпусу и между собой. Изоляция цепей устройства защиты испытывается переменным напряжением 1000 В, частоты 50 Гц в течение 1 мин;
- Н, К1, В д) программное задание (или проверка) требуемой конфигурации устройства защиты в соответствии с принятыми проектными решениями и техническими характеристиками (функциями) устройства;

- Н, К1, В е) программное задание (или проверка) уставок устройства защиты в соответствии с заданной конфигурацией;
- Н, К1, В ж) проверка отображения значений и фазовых углов токов (напряжений), поданных от постороннего источника;
- Н з) проверка срабатывания по каждому дискретному входу при напряжении питания оперативного тока, равном $0,8 U_{ном}$;
- Н, К1, В и) проверка параметров (уставок) срабатывания и коэффициентов возврата каждого измерительного органа при подаче на входы устройства тока (напряжения) от постороннего источника; контроль состояния светодиодов при срабатывании;
- Н, К1, В к) проверка времени срабатывания защиты и электроавтоматики на соответствие заданным выдержкам времени;
- Н л) проверка при минимальном значении диапазонов уставок с подачей тока (напряжения), равного $0,8 U_{ном}$ (напряжения) срабатывания, отсутствия ложных действий при снятии и подаче напряжения оперативного тока с повторным включением через $0,5$ с;
- Н м) проверка срабатывания устройства защиты на рабочей уставке и определение изменения параметров срабатывания при напряжении оперативного тока, равном $0,8$ и $1,1 U_{ном}$;
- Н, В н) Проверка взаимодействия измерительных органов и логических цепей защиты с контролем состояния всех контактов выходных реле (и состояния светодиодов). Проверка производится при создании условий для срабатывания каждого измерительного органа и поочередной подачей всех логических сигналов на вход защиты или в соответствии с инструкцией завода-изготовителя;
- Н, К1, К, В о) проверка управляющих функций устройства защиты с воздействием контактов выходного реле на модель коммутационного аппарата (например, управление двухпозиционным реле) при управлении по месту установки защиты и дистанционно через порт последовательной связи;
- Н, В п) проверка функции регистрации входных параметров защиты;
- Н, К1, В, К р) проверка функции самодиагностики;
- Н, К1, В, К с) проверка функционирования тестового контроля;

- Н, В, К1 т) проверка управления по месту установки защиты коммутационным аппаратом присоединения (включить/отключить);
- Н, К1, В у) проверка взаимодействия с другими устройствами защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации с воздействием на коммутационный аппарат;
- Н, К1, К, В ф) проверка рабочим током:
проверка правильности подключения цепей тока и напряжения к устройству защиты;
контроль конфигурации и значений уставок;
контроль значений текущих параметров и состояния устройства по дисплею и сигнальным элементам;
- Н, К1, К, В х) тестовый контроль.

Линейная токовая защита ЛТЗ

- Н, В а) проверка механической части и состояния контактных поверхностей;
- Н б) проверка потребляемой мощности;
- Н в) проверка диапазона изменения уставок по току первой и второй ступеней, времени второй ступени;
- Н, В г) проверка характеристик второй ступени с ограниченно зависимой, независимой выдержкой времени;
- Н, К1, В д) проверка изменения уставок второй ступени при срабатывании реле направления мощности;
- Н е) проверка зоны действия реле направления мощности;
- Н, К1, К, В ж) комплексная проверка работоспособности устройства от кнопок "Проверка" и "Измерение направления".

Токовая защита от однофазных замыканий на землю ЗЗП-1

- Н, В а) проверка механической части и состояния контактных поверхностей;
- Н, В б) определение напряжения на обмотке выходного реле при подаче напряжения в цепь напряжения нулевой последовательности;
- Н, В в) снятие вольт-амперных характеристик срабатывания на рабочей уставке защиты;
- Н г) снятие угловых характеристик срабатывания на рабочей уставке защиты;

- Н д) проверка степени отстройки защиты от высших гармонических составляющих в токовой цепи на рабочей уставке защиты;
- Н е) проверка защищенности трансформатора тока, вторичных токовых цепей и комплектов защиты от влияния помех и наводок;
- Н, К1, В ж) опробование действия защиты на отключение выключателя;
- Н з) проверка защиты при искусственном однофазном замыкании на землю.

Защитные приставки к автоматическим выключателям

Токовая защита нулевой последовательности

- Н, В а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;
- Н, К1, К, В б) проверка состояния выводов и надежности контактного соединения с независимым расцепителем автоматического выключателя;
- Н, В в) проверка работоспособности канала нулевой последовательности от постороннего источника на рабочей уставке с действием на независимый расцепитель автоматического выключателя;
- Н, В г) проверка времени срабатывания защиты.

Токовая защита от междуфазных коротких замыканий

- Н, В а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;
- Н, К1, В б) проверка состояния выводов и надежности контактного соединения с независимым расцепителем автоматического выключателя;
- Н, В в) проверка работоспособности защиты и канала максимальной токовой защиты от постороннего источника на рабочей уставке с действием на независимый расцепитель автоматического выключателя;
- Н, В г) проверка времени срабатывания защиты.

Защитные приставки ЗТ-0,4; ЗТИ

- Н, В а) проверка работоспособности канала максимальной токовой защиты на рабочей уставке с действием на независимый расцепитель автоматического выключателя;

- Н, В б) проверка работоспособности канала защиты от однофазных коротких замыканий на рабочей уставке с действием на независимый расцепитель автоматического выключателя;
- Н, В в) проверка времени срабатывания защитной приставки.

Реле РЭ-571Т

- Н, К1, В а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;
- Н, В б) проверка срабатывания реле при токе, равном току однофазного КЗ в наиболее удаленной точке сети, с действием на независимый расцепитель автоматического выключателя.

Токовые защиты от междуфазных коротких замыканий

Комплекты защит КЗ-1 - КЗ-4; КЗ-12 - КЗ-14; КЗ-31 - КЗ-38

- Н, К1, В а) проверка механической части и состояния контактных поверхностей;
- Н, К1, В б) проверка электрических характеристик реле, входящих в комплект;
- Н в) проверка взаимодействия реле комплекта при напряжении оперативного переменного тока, равном 0,8 номинального значения;
- Н, К1, К, В г) комплексная проверка комплекта с действием выходного реле на коммутационный аппарат;
- Н, К1, К, В д) проверка комплекта рабочим током и напряжением в соответствии с программой работ для конкретного вида технического обслуживания.

Токовая защита ТЗВР

- Н, В а) проверка механической части и состояния контактных поверхностей;
- Н, К1, К, В б) проверка тока срабатывания токовой отсечки на рабочей уставке;
- Н, К1, В в) проверка времени срабатывания токовой отсечки;
- Н, К1, В г) снятие ампер-секундной характеристики на рабочей уставке защиты;
- Н, К1, В д) проверка работоспособности устройства от кнопки "Опробование";
- Н, К1, В е) проверка защиты рабочим током;
- Н, К1, В ж) проверка действия защиты на отключение

выключателя.

Токовые защиты ТЗК-1, ТЗК-2

- | | |
|-------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Н, К1, К, В | а) проверка напряжений в контрольных точках блока питания при изменении оперативного напряжения питания от 0,8 до 1,1 номинального значения; |
| Н, К1, В | б) проверка работы элемента защиты блока питания при коротких замыканиях на выходе; |
| Н, К1, В | в) проверка работы блока питания при снятии оперативного напряжения; |
| Н, К1, К, В | г) проверка токов срабатывания и возврата пороговых органов I, II и III ступеней на рабочей уставке; |
| Н, К1, К, В | д) проверка выдержек времени срабатывания ступеней защиты на рабочих уставках; |
| Н, К1, В | е) проверка действия устройства на коммутационную аппаратуру; |
| Н, К1, В | ж) проверка устройства рабочим током и напряжением; |
| Н, К1, В | з) проверка работы устройства от встроенных элементов контроля. |

Реле прямого действия и электромагниты управления переменного тока

Реле РТМ и токовые электромагниты отключения

- | | |
|-------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Н, К1, В | а) проверка механической части реле; |
| Н, К1, К, В | б) проверка тока срабатывания на рабочей уставке; |
| Н | в) измерение полного сопротивления обмотки реле (электромагнита) при отпущенном и подтянутом сердечнике и токах, равных току срабатывания; |
| Н | г) измерение полного времени срабатывания при кратности тока реле 1,5. |

4.10.2. Реле РТВ

- | | |
|-------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Н, К1, В | а) проверка механической части реле; |
| Н, К1, К, В | б) проверка тока и времени срабатывания на рабочей уставке; |
| Н | в) измерение полного сопротивления обмотки реле при отпущенном и подтянутом сердечнике и токах, равных току срабатывания; |
| Н, К1, В | г) настройка выдержки времени в независимой части характеристики или при заданном токе; |
| Н, К1, В | д) снятие зависимости времени срабатывания от тока |

на рабочей уставке при трех-четырех значениях тока.

Блокирующее реле отделителя

- Н, В а) проверка механической части реле;
- Н, К1, К, В б) проверка тока срабатывания;
- Н, В в) проверка на вибрацию до максимального значения тока КЗ при включенном короткозамыкателе.

Реле РНВ

- Н, В а) проверка механической части реле;
- Н, К1, В б) проверка напряжения срабатывания и возврата реле;
- Н, К1, К, В в) проверка заданной выдержки времени.

Электромагниты управления по напряжению

- Н, В а) проверка механической части;
- Н, К1, В б) проверка напряжения срабатывания;
- Н, К1, К, В в) проверка действия электромагнита на включение или отключение привода при номинальном напряжении оперативного тока.

Реле тока и напряжения

Реле ЭТ-520, ЭН-520, РТ-40, РН-50

- Н, К1, В а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;
- Н, К1, В б) проверка тока (напряжения) срабатываний и возврата реле на рабочей уставке. Если уставки на реле изменяются оперативным персоналом, то проверка выполняется на соответствующих делениях шкалы;
- Н, К1, В в) проверка надежности работы контактов: для реле максимального тока (напряжения) от $1,05 I_{cp}$ (U_{cp}) до наибольшего возможного в эксплуатации значения тока (напряжения); для реле минимального тока (напряжения) от наибольшего возможного в эксплуатации значения тока (напряжения) до значения, при котором срабатывает реле.

Реле РТ-80, РТ-90

- Н, К1, В а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;
- Н, К1, К, В б) проверка тока срабатывания отсечки на рабочей уставке;
- Н, К1, К, В в) проверка тока срабатывания и возврата индукционного элемента реле на рабочей уставке: проверка характеристики времени действия индукционного элемента (в 4 — 5 точках) на рабочей уставке по шкале времени;
- Н, В г) проверка надежности работы контактов при токах 1,05 тока срабатывания индукционного элемента до максимального значения тока КЗ.

Дифференциальные реле

Реле РНТ-562, РНТ-563, РНТ-565, РНТ-566, РНТ-567

- Н, К1, В а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;
- Н, К1, В б) проверка тока и напряжения срабатывания и возврата исполнительного органа при отключенном БНТ;
- Н в) проверка правильности выполнения коротко замкнутой обмотки;
- Н, К1, В г) проверка тока срабатывания и возврата реле в каждом плече защиты на рабочей уставке;
- Н д) проверка коэффициента надежности реле;
- Н, К1, В е) проверка надежности работы контактов реле при токах от 1,05 до пятикратного тока срабатывания.

Реле ДЗТ-11, ДЗТ-14

- Н, К1, В а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;
- Н, К1, В б) проверка тока и напряжения срабатывания и возврата исполнительного органа при отключенном БНТ;
- Н в) проверка тормозных характеристик;
- Н, К1, В г) проверка тока срабатывания и возврата реле на рабочих уставках при подаче питания со стороны каждого плеча защиты и отсутствии тока в тормозной обмотке;
- Н д) проверка надежности работы контактов реле при токах от 1,05 до пятикратного тока срабатывания.

Реле мощности

Реле ИМБ-171, ИМБ-177, ИМБ-178, РБМ-171, РБМ-177, РБМ-178, РБМ-271, РБМ-277, РБМ-278

- Н, К1, В а) проверка механической части, состояния контактных поверхностей;
- Н, К1, В б) проверка отсутствия самохода по току при закороченной обмотке напряжения. Проверка отсутствия самохода по напряжению при разомкнутой токовой обмотке;
- Н, К1, В в) определение угла максимальной чувствительности;
- Н, К1, В г) проверка мощности срабатывания при угле максимальной чувствительности; для реле РБМ-271, РБМ-277, РБМ-278 проверка производится при работе реле в обе стороны;
- Н, К1, В д) проверка поведения, реле при сбросе обратной мощности от десятикратной мощности срабатывания до максимально возможной обратной мощности при КЗ на шинах подстанции; для реле РБМ-271, РБМ-277, РБМ-278 проверка производится при работе в обе стороны;
- Н, К1, В е) проверка надежности работы контактов при подведении к реле мощности от 1,2 мощности срабатывания до максимальной мощности, возможной при КЗ и угле максимальной чувствительности.

Реле мощности РМ-11, РМ-12

- Н, К1, В а) проверка механической части и состояния контактных поверхностей реле;
- Н, К1, В б) проверка отсутствия самохода по току при закороченной обмотке напряжения и подаче входного тока от нуля до $30 I_{ном}$. Проверка отсутствия самохода по напряжению при отсутствии тока в токовой обмотке и изменении напряжении от нуля до $1,15 U_{ном}$;
- Н, К1, В в) определение угла максимальной чувствительности при номинальных токе и напряжении;
- Н г) проверка вольт-амперной характеристики при угле максимальной чувствительности (для реле РМ-12 при заданной уставке по напряжению срабатывания);
- Н, К1, В д) проверка надежности работы контактов выходных

реле при подведении к реле значений тока $30 I_{ном.}$ и напряжения $1,15 U_{ном.}$

Реле времени

Реле ЭВ-100 и ЭВ-200

- Н, К1, В а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;
- Н, К1, В б) измерение напряжения срабатывания и возврата реле;
- Н, К1, В в) проверка времени срабатывания реле на рабочей уставке и на соответствующих делениях шкалы, на которых уставки изменяются оперативным персоналом;
- Н, К1, В г) проверка времени срабатывания реле на рабочей уставке;
- Н, К1, В д) трехкратный запуск реле и прослушивание работы часового механизма.

Реле ПРВ, РВ-01, РВ-03

- Н, К1, В а) проверка и регулировка механической части и состояния контактных поверхностей;
- Н, К1, В б) проверка времени срабатывания обеих ступеней на рабочих уставках;
- Н в) проверка напряжения срабатывания и возврата.

Реле серии ВЛ

- Н, К1, В а) проверка времени срабатывания на рабочих уставках.

Реле РВМ-12, РВМ-13

- Н, К1, В а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;
- Н, К1, В б) проверка токов начала хода и возврата контактной системы при питании реле поочередно от каждого насыщающегося трансформатора;
- Н, К1, В в) проверка времени срабатывания реле на рабочей уставке;
- Н, В г) проверка при пятикратном запуске;
- Н, В д) проверка надежности работы контактов при токах от $1,05$ тока срабатывания до максимального тока КЗ;

Н, К1, К, В е) проверка времени действия реле в схеме защиты на заданной уставке.

Промежуточные реле

Реле РП-23 - РП-26; РП-211 - РП-215; РП-221 - РП-225; РП-232; РП-233; РП-251 - РП-256; РП-16 - РП-18; РПУ-1; РПУ-2; РПУ-4; РП-8 - РП-12

Н, К1, В а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н б) проверка напряжения (тока) срабатывания и возврата реле по основной обмотке;

Н в) проверка тока (напряжения) удержания реле по дополнительным обмоткам;

Н г) проверка однополярных выводов основной и дополнительных обмоток;

Н, К1, В д) измерение времени действия тех реле, для которых оно задано. Если при измерении времени действия производилась регулировка реле, то повторно проверяется напряжение срабатывания, возврата и времени действия реле.

Реле РП-321, РП-341

Н, К1, В а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, В б) проверка тока срабатывания и возврата реле;

Н в) снятие зависимости вторичного выпрямленного напряжения от тока при последовательно соединенных первичных обмотках;

Н, К1, В г) проверка надежности работы контактов при максимальном токе КЗ и дешунтировании электромагнита отключения.

Реле РП-351, РП-352, РП-8, РП-9, РП-11, РП-12

Н, К1, В а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка напряжения срабатывания каждой обмотки реле.

Указательные реле

Реле ЭС-21, РУ-21

- Н, К1, В а) проверка механической части реле и состояния контактных поверхностей;
Н, К1, В б) проверка напряжения (тока) срабатывания реле.

4.16.2. Реле РУ-1, РЭУ-11

- Н, К1, В а) проверка напряжения (тока) срабатывания реле.

Реле повторного включения

Реле РПВ-58, РПВ-258, РПВ-358

- Н, К1, В а) проверка реле времени;
Н, К1, В б) проверка механической части и состояния контактных поверхностей;
Н в) проверка напряжения срабатывания параллельной обмотки и тока удерживания последовательной обмотки реле 1РП;
Н, К1 г) проверка в полной схеме АПВ правильности включения параллельной и последовательной обмоток реле 1РП;
Н, К1, В д) проверка времени заряда конденсатора (готовности к повторному действию);
Н, К1, В е) проверка конденсатора на сохранность заряда;
Н, К1, В ж) проверка надежности запрета АПВ при замыкании цепи разрядного сопротивления.

Реле РПВ-01, РПВ-02

- Н, К1, В а) проверка механической части реле;
Н б) проверка времени готовности реле;
Н, К1, В в) проверка времени срабатывания реле на рабочих уставках (для реле РПВ-02 дополнительно проверяется время срабатывания при втором цикле АПВ);
Н г) проверка тока удерживания реле;
Н, К1, В д) проверка надежности запрета АПВ при наличии сигнала, блокировки.

Реле АПВ-2П, АПВ-2М

- Н, К1, В а) проверка времени готовности к срабатыванию;
Н, К1, К, В б) проверка времени срабатывания первого и второго циклов АПВ на рабочих уставках;
Н, В в) проверка надежности вывода из работы первого и второго циклов и реле в целом;

Н, К1, В г) проверка действия реле на выключатель.

Реле частоты

Реле ИВЧ-3, ИВЧ-011, ИВЧ-15

Н, К1, В а) проверка механической части и состояния контактных поверхностей;

Н, К1, В б) проверка частоты срабатывания и возврата на рабочей уставке при номинальном напряжении;

Н, К1, В в) проверка частоты срабатывания и возврата при $0,6 U_{\text{ном}}$ и $1,25 U_{\text{ном}}$ для реле ИВЧ-3 и ИВЧ-011 и при $0,8 U_{\text{ном}}$ и $1,1 U_{\text{ном}}$ для реле ИВЧ-15.

Реле РЧ-1 и РЧ-2

Н, К1, В а) проверка механической части и состояния контактных поверхностей выходного реле; проверка состояния контактных разъемов, паек и печатного монтажа;

Н, К1, В б) проверка частоты срабатывания и возврата на рабочих уставках при номинальном напряжении;

Н, К1, В в) проверка времени срабатывания на рабочей уставке при номинальном напряжении;

Н, К1, В г) проверка напряжений в контрольных точках;

Н, К1, В д) проверка частоты срабатывания и возврата на рабочих уставках при $0,2 U_{\text{ном}}$ и $1,3 U_{\text{ном}}$ для реле РЧ-1 и при $0,2 U_{\text{ном}}$ и $1,5 U_{\text{ном}}$ для реле РЧ-2;

Н, К1, К, В е) проверка работоспособности полупроводниковой части схемы нажатием кнопки $K_{\text{н}}$;

Н, К1, В ж) проверка поведения реле при снятии и подаче напряжения переменного тока при поданном оперативном напряжении;

Н, К1, В з) проверка поведения реле при снятии и подаче оперативного напряжения при наличии напряжения контролируемой сети.

Газовые реле

Реле РГЧЗ-66

Н, К1, В а) проверка герметичности поплавков и ртутных контактов;

Н, К1, В б) проверка плавучести чашек;

Н, К1, В в) проверка правильности уставки и регулировки контактов;

Н, К1, В г) проверка срабатывания отключающего и

сигнального элементов спуском масла из корпуса реле;

- Н, В д) проверка уставки срабатывания по скорости потока масла (при наличии испытательной установки);
- Н, К1, В е) измерение сопротивления и испытание изоляции электрических цепей реле (по отношению к земле, между контактами и между отключающими и сигнальными цепями);
- Н, К1, В ж) проверка работы установленного на трансформаторе реле нагнетанием воздуха;
- Н з) проверка надежности отстройки реле от пусковых режимов циркуляционных насосов охлаждения трансформатора при всех возможных в эксплуатации переключениях вентилей в системе маслопроводов.

Реле РГТ80, РГТ50

- Н а) проверка правильности установки уставки;
- Н, К1, К, В б) измерение сопротивления и испытание (при Н, К1, В) изоляции между цепями и по отношению к земле;
- Н, К1, К, В в) проверка срабатывания реле с помощью кнопки контроля.

Реле РСТ25

- Н а) проверка правильности установки уставки;
- Н, К1, К, В б) измерение сопротивления и испытание (при Н, К1, В) изоляции между цепями и по отношению к земле;
- Н, К1, К, В в) проверка срабатывания и возврата реле с помощью кнопки контроля.

Реле ВФ50/10

- Н, К1, В а) проверка правильности установки и регулировки контактов;
- Н, К1, В б) проверка срабатывания отключающего и сигнального элементов спуском масла из корпуса реле;
- Н, В в) проверка уставки срабатывания по скорости потока масла (при наличии испытательной установки);
- Н, К1, К, В г) измерение сопротивления и испытание (при Н, К1, В) изоляции электрических цепей реле [между цепями (при отключенных контактах реле) и по отношению к земле]. Проверка изоляции разомкнутых контактов реле мегаомметром на 500 В;

Н, К1, К, В д) проверка срабатывания реле с помощью кнопки контроля.

Реле BRF 25/10

Н, В а) проверка правильности уставки и регулировки контактов;

Н, К1, К, В б) измерение сопротивления и испытание (при Н, К1, В) изоляции электрических цепей реле [между цепями (при отключенных контактах реле) и по отношению к земле]. Проверка изоляции разомкнутых контактов реле мегаомметром на 500 В;

Н, К1, К, В в) проверка срабатывания реле нажатием кнопки контроля возврата.

Реле напряжения обратной последовательности

Реле РНФ-1 и РНФ-1М

Н, К1, В а) проверка механической части и состояния контактных поверхностей исполнительного органа;

Н б) проверка настройки фильтра обратной последовательности на рабочей уставке имитацией всех возможных вариантов двухфазного КЗ;

Н, К1, В в) проверка напряжения срабатывания и возврата реле на рабочей уставке подачей на вход фильтра напряжения, имитирующего двухфазное КЗ фаз С и А;

Н, К1, В г) проверка надежности работы контактов реле при подаче на вход фильтра напряжения до 110 В при имитации двухфазного КЗ фаз С и А.

Реле ЕЛ-10

Н, К1, В а) проверка напряжения срабатывания и возврата реле при подаче на вход напряжения, имитирующего двухфазное КЗ фаз А и С;

Н, К1, В б) проверка работы реле при имитации всех возможных вариантов двухфазного КЗ.

Реле импульсной сигнализации

Реле РИС-Э2М, РИС-Э2М-0,2, РИС-Э3М, РТД11, РТД12

Н, В а) проверка исполнительного органа;

- Н, В б) проверка чувствительности реле — определение значения импульса тока срабатывания реле при отсутствии предварительного тока в реле и при протекании во входной цепи предварительно установленного тока;
- Н в) проверка возврата реле;
- Н, В г) проверка работы реле при отклонении питающего напряжения от 0,8 до 1,1 номинального;
- Н, В д) проверка отсутствия ложных срабатываний реле при подаче и снятии оперативного напряжения.

Регуляторы

Автоматический регулятор трансформаторов АРТ-1Н

- Н а) проверка правильности токовых цепей;
- Н, К1, В б) проверка уставки по напряжению срабатывания каналов "убавить" и "прибавить";
- Н, В в) проверка уставки по зоне нечувствительности;
- Н, В г) проверка уставки по токовой компенсации;
- Н, К1, В д) проверка времени срабатывания регулятора по каналам "убавить" и "прибавить";
- Н, К1, В е) опробование работы регулятора совместно с управляемым приводом (приводами) РПН.

Регулятор реактивной мощности В2201

- Н, К1, В а) проверка работоспособности в режиме ручного управления;
- Н, К1, В б) проверка рабочей уставки по току срабатывания;
- Н, В в) проверка уставки по ширине зоны нечувствительности;
- Н, В г) проверка уставки по времени срабатывания регулятора;
- Н, К1, В д) опробование работы регулятора совместно с конденсаторной батареей.

Устройства автоматического ввода резерва

Устройство автоматического включения резерва АВР-10

- Н, К1, В а) проверка уровней выходных напряжений блока питания;
- Н, К1, В б) проверка напряжений срабатывания и возврата устройства;
- Н, К1, В в) проверка времени срабатывания на рабочей уставке;
- Н, К1, В г) проверка действия устройства на выключатель;
- Н, К1, К, В д) проверка работоспособности устройства от кнопки

опробования.

Делительная защита с сетевым резервированием ДМЗ

- Н, В а) проверка механической части и состояния контактных поверхностей;
- Н, К1, В б) проверка напряжений срабатывания и возврата на рабочей уставке;
- Н, К1, В в) проверка времени срабатывания и возврата на рабочей уставке;
- Н, К1, В г) проверка действия защиты на выключатели;
- Н, К1, В д) проверка защиты рабочим напряжением;
- Н, К1, В е) проверка работоспособности от кнопки опробования.

Устройства для определения мест повреждения Микропроцессорный фиксирующий индикатор ИМФ-1М

- Н, К1, В а) внешний осмотр;
- К1, В б) внутренний осмотр (до окончания гарантийного срока эксплуатации не производится);
- Н, К1, В в) измерение электрического сопротивления изоляции. Измерение сопротивления изоляции между входными цепями тока, напряжения и питания, а также между этими цепями и корпусом производится мегаомметром на напряжение 1000 В. Значение сопротивления изоляции должно быть не менее 10 МОм. Проверка изоляции цепей сигнализации относительно корпуса производится мегаомметром на напряжение 500 В. Значение сопротивления изоляции должно быть не менее 10 МОм. На остальные цепи какие-либо напряжения подавать не следует;
- Н, К1, В г) при новом включении, первом профилактическом контроле и восстановлении изоляция между входными цепями тока, напряжения и питания, а также между этими цепями и корпусом должна быть испытана напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин. При последующих проверках изоляция этих цепей испытывается напряжением 1000 В переменного тока либо мегаомметром на напряжение 2500 В;
- Н, К1 д) ввод и проверка уставок;
- Н, К1 е) проверка работоспособности в тестовом режиме и при пробном пуске, точности, самозапуска и

правильности выбора поврежденных фаз производится в соответствии с заводской инструкцией. Проверка работоспособности индикатора при отклонении оперативного напряжения в рабочем диапазоне и полном его исчезновении;

- Н, К1, В ж) проверка работоспособности тестового контроля составных частей устройства при включении питания и после запуска индикатора. Производится в соответствии с заводской инструкцией.

Микропроцессорный фиксирующий индикатор ИМФ-10

- Н, К1, В а) внешний осмотр;
- К1, В б) внутренний осмотр (до окончания гарантийного срока эксплуатации не производится);
- Н, К1, В в) измерение электрического сопротивления изоляции. Измерение сопротивления изоляции между входными цепями тока, напряжения и питания, а также между этими цепями и корпусом производится мегаомметром на напряжение 1000 В. Значение сопротивления изоляции должно быть не менее 10 МОм. Проверка изоляции цепей сигнализации относительно корпуса производится мегаомметром на напряжение 500 В. Сопротивление изоляции должно быть не менее 10 МОм;
- Н, К1, В г) при новом включении, первом профилактическом контроле и восстановлении изоляция между входными цепями тока, напряжения и оперативными цепями, а также между этими цепями и корпусом должна быть испытана напряжением 1000 В переменного тока. При последующих проверках изоляция этих цепей испытывается напряжением 1000 В переменного тока либо мегаомметром на напряжение 2500 В;
- Н, К1, В д) проверка возможности ввода уставок (при Н) и вывода на табло индикатора необходимой информации. Ввод рабочих уставок производится в соответствии с заводской инструкцией;
- Н, К1 е) проверка работоспособности, точности и правильности подключения устройства к сети при пробном пуске, работоспособности индикатора при отключении оперативного напряжения в рабочем диапазоне и полном его исчезновении. Проводится в соответствии с заводской инструкцией.

Индикаторы ФПТ, ФПН

- Н, В а) проверка работы устройства питания БЦП;
Н, В б) проверка настройки фильтров обратной последовательности;
Н, К1, В в) проверка линейности выходной характеристики;
Н, К1, В г) настройка коэффициента коррекции тока нагрузки индикатора ФПГ;
Н, К1, В д) настройка уставки срабатывания пускового органа;
Н, К1, В е) проверка работы блока питания индикаторов исполнения I;
Н, К1, В ж) проверка индикатора рабочим током или напряжением;
Н, К1, К, В з) проверка работоспособности от кнопки контроля.

Устройства блокировки при неисправности цепей напряжения

Устройства КРБ-11, КРБ-13

- Н, К1, В а) проверка механической части и состояния контактных поверхностей;
Н, К1, В б) проверка идентичности ветвей фильтра напряжения нулевой последовательности совместно с реле РН измерением напряжения на конденсаторах С1, С2, С3 при подаче напряжения 60 В фаз АО, ВО, СО;
Н, К1, В в) проверка напряжения срабатывания и возврата реле РН на рабочей уставке при подаче напряжения фаз АО;
Н г) проверка надежности работы контактов реле РН при увеличении напряжения от 0 до 100 В;
Н, К1, В д) проверка токов срабатывания и возврата реле РТО на рабочей уставке;
Н, К1, В е) проверка надежности работы контактов и отсутствия вибрации при токе от нуля до десятикратного номинального.

Устройства сигнализации при однофазных замыканиях на землю

Устройство УСЗ-2/2

- Н, К1, В а) проверка выходного реле РП221;
Н б) проверка настройки фильтра основной гармонической составляющей;
Н в) проверка тиратрона;
Н, К1, В г) проверка токов срабатывания на рабочей уставке;
Н д) проверка коэффициента отстройки.

Устройства УСЗ-3, УСЗ-3М

- Н а) проверка согласующего трансформатора Тр (для УСЗ-3М);
- Н б) проверка настройки фильтра основной гармонической составляющей;
- Н, К1, В в) проверка чувствительности устройства и проверка показаний микроамперметра.

Устройства защитного отключения АСТРО-УЗО, F-362, F-364, УЗО-М304

- Н, К, В а) проверка фиксации органов управления в положениях "Вкл." и "Откл.";
- Н, К, В б) проверка отключения устройства при нажатии кнопки "Тест";
- Н, К, В в) измерение значения порога срабатывания (значения отключающего тока);
- Н, К г) измерение тока утечки электроустановки и сравнение его значения с отключающим током;
- Н, К д) проверка работоспособности устройства путем имитации тока утечки электроустановки.

Блоки питания

Блоки питания БПТ, БПН

- Н, К1, В а) проверка надежности крепления элементов блоков: трансформаторов, переключателей, выпрямителей и конденсаторов; проверка затяжки винтовых соединений и качества паек;
- Н б) проверка исправности диодов измерением их сопротивления в прямом и обратном направлениях;
- Н, К1, В в) проверка сопротивления изоляции элементов блока и их цепей относительно корпуса и между собой мегаомметром на 1000 В;
- Н, К1, В г) снятие характеристики холостого хода и нагрузочной характеристики на рабочих уставках;
- Н, К1, В д) проверка действия элементов защиты и работы электромагнитов отключения (включения) при питании оперативных цепей от блоков питания.

Блоки питания БПНС

- Н, К1, В а) проверка надежности крепления трансформаторов,

- переключателей, конденсаторов и силовых полупроводниковых элементов;
- Н б) проверка качества пайки элементов на печатных платах модулей;
- Н, К1, В в) проверка сопротивления изоляции цепей блока между собой и относительно корпуса мегаомметром на 1000 В;
- Н, К1, В г) проверка работы стабилизатора при номинальной нагрузке и изменении трехфазного напряжения питания от 0,5 до 1,1 номинального или двухфазного — от 0,7 до 1,1 номинального;
- Н, К1, В д) проверка работы элементов защиты и сигнализации блока;
- Н, К1, В е) проверка блока при параллельной работе с другими блоками питания, а также действия защиты и электромагнитов отключения (включения) при питании оперативных цепей от блоков питания.

Зарядные устройства и блоки конденсаторов

- Н, К1, В а) проверка надежности крепления элементов блоков: трансформаторов, переключателей, выпрямителей, конденсаторов; проверка затяжки всех винтовых соединений и качества паяк;
- Н, К1, В б) проверка механической части и контактных поверхностей реле;
- Н в) проверка исправности диодов измерением их сопротивления в прямом и обратном направлениях;
- Н г) проверка исправности конденсаторов с помощью мегаомметра на 500 В;
- Н, К1, В д) измерение сопротивления изоляции цепей блока между собой и относительно корпуса мегаомметром на 1000 В;
- Н, В е) проверка напряжения срабатывания и возврата реле напряжения на рабочей уставке;
- Н, К1, В ж) проверка напряжения срабатывания и возврата поляризованного реле при подключенной нагрузке;
- Н з) определение времени заряда конденсаторов, если выключатели снабжены устройствами АПВ;
- Н, К1, В и) проверка совместной работы блоков конденсаторов и зарядных устройств действием на электромагниты включения (отключения). Определение минимального напряжения заряда, необходимого для четкого срабатывания электромагнита.

Вторичные цепи управления

- Н, К1, В а) внешний осмотр контрольных кабелей, их соединительных муфт, концевых разделок (воронок), рядов зажимов, проводов;
- Н, К1, В б) контроль наличия заземлений металлических оболочек кабелей, маркировки жил и кабелей;
- Н, К1, К, В в) измерение сопротивления изоляции;
- Н, В г) испытание изоляции.

Элементы приводов коммутационных аппаратов

- Н, К1, К, В а) проверка правильности регулировки блок-контактов привода и состояния контактных поверхностей;
- Н, В б) измерение сопротивлений постоянному току электромагнитов управления и контактора электромагнита включения;
- Н, В в) проверка напряжения срабатывания электромагнитов управления, за исключением электромагнита включения электромагнитных приводов выключателей;
- Н, К1, В г) измерение сопротивления изоляции цепей вторичных соединений привода мегаомметром на 2500 В;
- Н, К1, В д) проверка надежной работы привода при 0,9 номинального напряжения оперативного тока на включение и при 0,8 номинального напряжения на отключение;
- К1 е) проверка надежной работы привода при номинальном напряжении оперативного тока;
- Н, К1, В ж) измерение времени готовности привода (для пружинных приводов со встроенным АПВ).

3. ДОПУСТИМЫЕ ЗНАЧЕНИЯ МАКСИМАЛЬНЫХ ОТКЛОНЕНИЙ ХАРАКТЕРИСТИК ОТ ЗАДАНЫХ УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЗА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 0,4-35 кВ

1 Для устройств РЗА 6-35 кВ

Выдержка времени быстродействующих защит без реле $\pm 0,05$ с
времени

Выдержка времени защит с независимой характеристикой $\pm 0,01$ с

Выдержка времени защит с зависимой характеристикой:

в зависимой части (контрольные точки) $\pm 0,15$ с

в независимой части $\pm 0,1$ с

Выдержка времени встроенных в привод реле

в независимой части (с учетом времени отключения $\pm 0,15$ с выключателя)

Сопротивление срабатывания дистанционной защиты $\pm 5\%$

Ток и напряжение срабатывания реле переменного тока и $\pm 5\%$ напряжения

Ток и напряжение срабатывания реле, встроенных в $\pm 5\%$ привод

Мощность срабатывания реле направления мощности $\pm 5\%$ переменного тока, напряжение и ток срабатывания реле постоянного тока

Коэффициент возврата реле:

не встроенного в привод $\pm 0,05$

встроенного в привод $\pm 0,08$

Угол максимальной чувствительности реле направления ± 5 эл. мощности град.

2. Для микропроцессорных устройств РЗА 6-35 кВ

Ток и напряжение срабатывания $\pm 5\%$

Выдержка времени защит с независимой характеристикой $\pm 2\%$ (до 1 с ± 20 мс)

4. ПРАВИЛА И ОБЯЗАННОСТИ ПЕРСОНАЛА ПО ОПЕРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ И ОБСЛУЖИВАНИЮ УСТРОЙСТВ РЗАИ.

1. Дежурный диспетчер ЦДУ ЕЭС СССР, ОДУ энергосистемы, электросети, участка распределительных сетей, дежурный инженер электростанции в свою смену в соответствии с распределением между ними обязанностей по обслуживанию устройств защиты и автоматики выполняет по оперативному обслуживанию РЗАИ следующие функции:

а) руководит оперативным персоналом электростанций, подстанций и ОВБ при выполнении ими операций, предусмотренных инструкциями по обслуживанию устройств РЗАИ присоединений, находящихся в их ведении и управлении.

б) дает распоряжения дежурному персоналу электростанций, подстанций и персоналу ОВБ о предусмотренных инструкциями изменениях в схемах или уставках устройств РЗАИ, вызванных нарушениями в схеме или режиме работы сети, энергосистемы, электростанции, аварийными отключениями и восстановлением нормального режима;

в) руководит дежурным персоналом электростанций, подстанций и ОВБ при устранении ими различных неисправностей и выполнении предусмотренных инструкциями опробований;

г) дает разрешение на производство работ и руководит подготовкой места различных работ в устройствах РЗАИ по заявкам, дает разрешение (или распоряжение) на выполнение работ по специальным программам или указаниям и руководит выполнением требуемых операций с устройствами РЗАИ, а также на ввод

в действие отключенных устройств после окончания работ или при вводе в действие вновь смонтированных устройств; принимает меры по замене неисправных устройств РЗАИ и вызывает персонал МС РЗАИ и других служб для устранения неисправностей;

е) получает от подчиненного ему оперативного персонала сведения о работе устройств РЗАИ при аварийных отключениях для последующего анализа;

ж) несет ответственность за правильное использование всех устройств РЗАИ, находящихся в его ведении или управлении, и за управление ими.

2. Сменный оперативный персонал электростанций, подстанций, ОВБ выполняет следующие функции:

а) ведет регулярное наблюдение за исправностью устройств РЗАИ, их цепей и вспомогательных устройств, регулярно контролирует их исправность, устраняет некоторые неисправности в пределах требований инструкций;

б) производит предусмотренные инструкциями различные опробования и измерения;

в) производит по распоряжению диспетчера предусмотренные инструкциями изменения схем или уставок, введение ускорений и прочие операции с устройствами РЗАИ, вызываемые изменениями схемы или режима работы сети, электростанции, системы, необходимость подготовки различных работ или другими причинами;

г) подготавливает по распоряжению диспетчера место работ, допускает к работам персонал МС РЗАИ или персонал посторонних организаций и принимает от указанного персонала в эксплуатацию устройства защиты и автоматики после выполнения работ;

д) выполняет записи о работе устройств РЗАИ и передает их диспетчеру;

е) отвечает за правильное и своевременное выполнение распоряжений диспетчера и точное выполнение всех требований инструкций по обслуживанию, различных устройств защиты и автоматики.

3. Персонал МС РЗАИ, имеющий право самостоятельного допуска к работам в устройствах РЗАИ в пределах щита управления или право оперативных переключений в первичной схеме, по оперативному управлению устройствами РЗАИ приравнивается к оперативному персоналу электростанций и подстанций или ОВБ.

Точный перечень прав и обязанностей персонала МС РЗАИ, имеющего право самостоятельного допуска по оперативному управлению устройствами РЗАИ, устанавливается соответствующим положением, утвержденным главным инженером предприятия.

4. Оперативно-ремонтный персонал, персонал службы подстанций электроцеха может быть допущен к выполнению регулярных осмотров устройств защиты и автоматики, опробованию некоторых АВР, опробованию действия выключателей от ключа управления и др. Допуск этого персонала к таким опробованиям оформляется распоряжением главного инженера предприятий. Опробование выполняется по специальным инструкциям отключением или изменением режима работы соответствующего первичного оборудования, с помощью специально предусмотренных для этого кнопок с самовозвратом и аналогичными приспособлениями..

5. Персонал посторонних специальных монтажных и наладочных организаций, выполняющий монтажные или наладочные работы в устройствах РЗАИ на действующих электростанциях и подстанциях, не имеет права оперативного управления и обслуживания действующих устройств РЗАИ.

На все операции с действующими устройствами РЗАИ или первичным оборудованием, необходимые для выполнения работ персоналом монтажных и наладочных организаций, подается заявка в установленном порядке. Операции по разрешенной заявке выполняет дежурный персонал по распоряжению диспетчера.

6. Точное распределение обязанностей между оперативным и приравненным к нему персоналом различных служб по оперативному управлению устройствами РЗАИ и их обслуживанию устанавливается должностными инструкциями и положениями о распределении ответственности.

5. ТРЕБОВАНИЯ К ОПЕРАТИВНОМУ ПЕРСОНАЛУ.

1. Дежурный диспетчер ЦДУ ЕЭС СССР, ОДУ энергосистемы, электросети, участка или района электросети, дежурный инженер электростанции должен, четко знать (по обслуживанию устройств РЗАИ):

а) влияние устройств РЗАИ на устойчивость и надежность работы энергосистем, особенно требования к времени действия релейной защиты;

б) значение устройств РЗАИ в обеспечении бесперебойного питания потребителей и быстрой ликвидации повреждений;

в) принцип действия и назначение всех устройств РЗАИ, находящихся в его ведении или управлении;

г) инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗАИ, находящихся в его ведении или управлении;

д) способы замены выведенного из работы (по любым причинам) устройства РЗАИ (особенно быстродействующей релейной защиты) и другие мероприятия при неисправности устройств РЗАИ.

2. Постоянный оперативный персонал электростанций, подстанций и персонал ОВБ должен четко знать:

а) принцип действия и назначение каждого устройства релейной защиты, противоаварийной и другой автоматики, взаимодействие с различными устройствами, установленными на данной электростанции или подстанции, или с полуккомплектами, установленными на других концах линий;

б) источники питания устройств РЗАИ оперативным постоянным и переменным током;

в) связи каждого устройства с различным оборудованием— трансформаторами тока и напряжения, конденсаторами связи и т. д.;

г) воздействие на выключатели, короткозамкатели, отделители, разъединители, автоматические выключатели, пускатели и прочие коммутационные аппараты каждого устройства защиты и автоматики;

д) от какого оборудования и каким образом производится запуск устройства противоаварийной и системной автоматики, всех органов управления и сигнальных аппаратов на каждой панели;

ж) расположение автоматических выключателей, предохранителей, выключателей и прочих коммутационных аппаратов в целях питания каждого устройства РЗАИ оперативным током, в цепях питающих их трансформаторов напряжения и в цепях связей данного устройства с другими;

з) инструкции по обслуживанию каждого устройства РЗАИ, установленного на данной электростанции или подстанции.

3. Оперативный персонал и ОВБ должны уметь:

а) пользоваться инструкциями по обслуживанию данного устройства РЗАИ и связанных с ним других устройств и структурными или принципиальными схемами этих устройств;

б) пользоваться всеми коммутационными аппаратами (отключающими устройствами, автоматическими выключателями, переключателями), относящимися к устройствам защиты и автоматики, к их оперативным цепям и цепям трансформаторов напряжения;

в) устранять простые неисправности, например, производить смену перегоревших сигнальных ламп, смену плавких вставок предохранителей, определять цепи оперативного тока, замкнувшиеся на землю и т. п.;

г) выполнять предусмотренные инструкциями измерения, проверки исправности и режима работы некоторых устройств некоторые виды опробований действия различных устройств;

д) изменять уставки некоторых защит в пределах, предусмотренных соответствующими инструкциями;

е) устранять отклонения от заданного режима некоторых устройств способами, указанными в инструкции.

6. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПЕРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ УСТРОЙСТВАМИ РЗАИ.

1. Все исправные устройства РЗАИ всегда должны быть включены в работу в соответствии с инструкциями по их обслуживанию. Исключение составляют некоторые исправные комплекты устройств или части устройства, нормально выведенные из работы и вводимые в работу при предусмотренных инструкциями изменениях схемы или режима работы. На все такие устройства составляется перечень (приложение 3). Перечень должен находиться на щите управления электростанции или подстанции, у диспетчера, в ведении или управлении которого находится данное устройство, и в соответствующей службе РЗАИ.

2. Ни одно включенное присоединение не допускается оставлять без введенной в действие защиты от коротких замыканий. При выводе, из работы или неисправности отдельных видов защит оставшиеся в работе устройства релейной защиты должны обеспечить полноценную защиту электрооборудования и линий электропередачи от всех видов повреждений. Если это условие не выполняется, должна осуществляться временная защита.

Для этого в зависимости от местных условий: наличия быстродействующих защит на других элементах, режима и схемы работы энергосистемы, электросети, электростанции могут быть применены различные способы, как ввод в работу ускорения резервных защит, вывод присоединения через шиносоединительный или обходной выключатель с их защитами, замена лишнего защиты оборудования или линии резервными и другие. Подобные мероприятия разрабатываются заранее и наносятся в перечень, который должен находиться на щите управления электростанции или подстанции, у соответствующего диспетчера и в службе РЗАИ (приложение 4). Если это выполнить невозможно, присоединение должно быть отключено.

3. В зависимости от местных условий вместо перечня нормально отключенных устройств РЗАИ и мероприятий по замене выведенных из работы устройств РЗАИ могут быть составлены оперативные карты по устройствам РЗАИ отдельных присоединений, где даются все необходимые сведения, или приведены указания в местных дополнениях к типовым инструкциям.

4. Все операции с устройствами РЗАИ оперативный персонал электростанции, подстанций и персонал ОВБ выполняет только по распоряжению или с разрешения дежурного инженера электростанции или соответствующего диспетчера, в ведении или управлении которого находятся эти устройства.

В предусмотренных инструкциями случаях операции с устройствами РЗАИ и ПА оперативный персонал может выполнять самостоятельно с последующим уведомлением диспетчера.

В аварийных условиях при отсутствии связи с диспетчером оперативный персонал имеет право самостоятельно выполнить операции, предписанные инструкцией по обслуживанию устройства для данного случая или инструкцией по ликвидации повреждений. О выполненных операциях оперативный персонал обязан сообщить диспетчеру немедленно, как только восстановится связь.

5. Все операции с устройствами РЗАИ, состоящими из двух и более комплектов, расположенных на разных концах линии, должны выполняться одновременно.

6. Перед отключением по любым причинам устройств РЗАИ и ПА, пускающих УРОВ, необходимо предварительно отключить от них пуск УРОВ.

7. Все операции с разъединителями и воздушными выключателями, опробования оборудования после ремонта или длительного нахождения без напряжения должны выполняться при включенных в работу быстродействующих защитах и УРОВ.

Если быстродействующие защиты почему-либо нельзя ввести в работу или их нет, необходимо ввести в работу ускорения резервных защит или временную быстродействующую защиту, например, защиту шиносоединительного или обходного выключателя, или временно подключаемый комплект защиты, заранее смонтированный и подготовленный.

8. Все операции с защитами—ввод в работу, вывод из работы, ввод ускорения, различные изменения схем, различные измерения и опробования должны выполняться только специально установленными для этого отключающими устройствами, ключами управления, рубильниками, переключателями, накладками, кнопками, испытательными блоками и т. п.

Подключать и отключать провода и жилы кабелей для проведения различных операций оперативному персоналу запрещается, это может выполнять только персонал РЗАИ.

9. В ряде случаев оперативному персоналу вменяется в обязанность изменять уставки некоторых защит изменением положения органов настройки внутри реле, например: на защите шиносоединительного выключателя. Подобные изменения должны выполняться в строгом соответствии с инструкцией по обслуживанию этой защиты при отключенной защите. Для облегчения таких операций и уменьшения возможности ошибок реле, уставки которых изменяются, должны быть заранее подготовлены, а именно:

а) на шкалах реле с плавной регулировкой должны быть нанесены специальные обозначения или отметки уставок, на которые устанавливается поводок;

б) в ряде случаев, заводская шкала реле может заменяться специальной шкалой, на которую наносятся требуемые уставки в первичных значениях;

в) для реле со ступенчатым регулированием уставок штеккерами должны быть составлены таблицы положений всех штеккеров для всех уставок. К заводским обозначениям штеккеров желательно добавить шкалу с указанием уставок в первичных значениях.

10. Нормально включенные устройства РЗАИ отключаются:

а) по заявке для выполнения различных работ (проверка, ремонт, перестройка уставок);

б) при неисправностях устройства в соответствии с инструкцией по его обслуживанию;

в) при неисправностях трансформаторов напряжения или их цепей, питающих устройства, в соответствии с инструкцией по обслуживанию цепей трансформаторов напряжения;

г) при изменениях схемы первичных соединений или режима работы электростанций, подстанций, сети, системы в соответствии с инструкцией по обслуживанию;

д) в особых случаях, предусмотренных специальными указаниями или программами типовых и разовых работ.

Перед отключением любого устройства РЗАИ и ПА необходимо убедиться, что выполнены все мероприятия, предусмотренные для этого случая, обеспечивающие надежную работу электростанции, подстанции, энергосистемы, электросети, как то: введено в работу устройство, заменяющее отключаемое, введены ускорения других защит или защиты шиносоединительных и обходных выключателей, выполнены мероприятия по изменению схемы или режима работы электростанции, электросети, электросистемы и т. п.

11. Перед включением в работу устройства РЗАИ необходимо:

а) в результате внешнего осмотра и по имеющейся сигнализации убедиться в исправности устройства;

б) проверить правильность положения различных органов управления устройством;

в) если имеется специальная сигнализация, то убедиться по ней, что на устройство подано напряжение от соответствующего трансформатора напряжения и оперативный ток, что исправны цепи воздействия устройства на коммутационные аппараты, а само устройство готово к действию;

г) если включается устройство, уставки которого изменяются самим оперативным персоналом, дополнительно проверить правильность выполненных уставок;

д) для некоторых устройств (дифференциальные защиты шин и линий, высокочастотные защиты и другие) произвести предусмотренные инструкциями измерения и опробования;

с) привести указательные реле и другие сигнальные устройства в начальное состояние;

ж) проверить наличие записей в журнале о возможности включения в работу данного устройства.

12. На щитах управления всех электростанций и подстанций, у соответствующего диспетчера и в службе РЗАИ должен быть журнал (карта) уставок релейной защиты, в котором, кроме уставок, указывается максимальная допустимая нагрузка по условиям настройки релейной защиты. Оперативный персонал должен следить за величиной нагрузки и при приближении ее к максимально допустимой принимать меры, предотвращающие неправильное срабатывание защиты из-за перегрузки. Эти мероприятия (ввод резервного оборудования, изменения схемы для перераспределения нагрузки, ограничение потребителей и т. п.) разрабатываются заранее, утверждаются руководством предприятия и выполняются оперативным персоналом.

Отключать защиту от коротких замыканий, которая может неправильно сработать из-за перегрузки (например, максимальную защиту трансформаторов без блокировки по напряжению со стороны питания), допускается только в исключительных случаях по специальному решению руководства предприятия и при наличии другой защиты, на которую перегрузка не влияет.

13. Звуковая и световая аварийная и предупредительная сигнализация на щитах управления с постоянным дежурным персоналом должна быть постоянно включена.

Телесигнализация должна быть также постоянно включена.

Вызывная сигнализация при дежурстве на дому должна переключаться при уходе дежурного с подстанции на квартиру.

Лампы сигнализации положения выключателей, как правило, не должны гореть и должны загораться при включении от руки в случае необходимости и автоматически при срабатывании устройств РЗАИ. Режим работы сигнализации и действия персонала указываются в местной инструкции.

14. На щите управления всех электростанций и подстанций должны быть полные комплекты запасных сигнальных ламп, плавких вставок для предохранителей с разборным патроном с комплектом заряженных патронов для предохранителей с неразборным патроном. У основания каждого предохранителя

должна быть надпись, указывающая его назначение и номинальный ток плавкой вставки. На предохранителях специальной конструкции, не допускающих замены их другими типами или исполнениями (например, предохранители ПНБ для защиты полупроводниковых выпрямителей), должна быть надпись с указанием типа или исполнения. Указания о специальных типах предохранителей и недопустимости изменения их должны быть внесены в местную инструкцию.

15. Обо всех работах в устройствах РЗАИ, изменениях схем и уставок, вводе в действие новых устройств РЗАИ и ПА, о готовности к вводу в действие устройств РЗАИ и ПА после любых работ, вводе в действие измененных и дополненных различных инструкций по обслуживанию устройств персонал РЗАИ делает записи в журнале релейной защиты перед вводом в работу данного устройства. Оперативный персонал должен ознакомиться с этими записями и расписаться в журнале перед вводом устройства в работу.

7. КОНТРОЛЬ ИСПРАВНОСТИ УСТРОЙСТВ РЗАИ.

1. Обязательный осмотр всех устройств РЗАИ, проверка их исправности и готовности к действию производится:

а) на электростанциях и подстанциях с постоянным сменным дежурством— один раз в смену;

б) на подстанциях со сменным дежурством на дому—при приемке и сдаче смены;

в) на подстанциях основной сети, не имеющих постоянного дежурного персонала и обслуживаемых ОВБ, не реже одного раза в месяц при наличии телесигнализации о неисправности устройств РЗАИ и автоматического контроля высокочастотных каналов. На остальных подстанциях, не имеющих контроля высокочастотных каналов и телесигнализации - о неисправностях РЗАИ, не реже одного раза в неделю;

г) на трансформаторных подстанциях, распределительных и переключательных пунктах, секционированных выключателях и прочих установках распределительных сетей - не реже одного раза в 6 м-с.

2. Обязателен осмотр, проверка исправности и готовности к действию устройств РЗАИ в установках без постоянного дежурного персонала при посещениях этих установок персоналом ОВБ или оперативно-ремонтным персоналом по другим причинам.

3. На крупных электростанциях и подстанциях с большим количеством устройств РЗАИ или расположенных в удаленных один от другого помещениях решением главного инженера осмотр может быть распределен между разными сменами, каждая из которых осматривает закрепленный за ней участок по расписанию.

4. Рекомендуемая последовательность осмотра изложена ниже. В зависимости от местных условий, главным образом от места установки устройств РЗАИ (щит управления, специальное релейное помещение, коридор управления в распределительном устройстве, КРУН подстанции и т.д.), последовательность осмотра может изменяться, но с обязательным выполнением всех изложенных далее требований.

При осмотре следует:

а) ознакомиться с записями в журнале релейной защиты обо всех работах, производившихся за время отсутствия данного дежурного, изменениях в уставках, схемах или инструкциях по обслуживанию, обо всех вновь введенных в работу или выведенных из работы устройствах РЗАИ и причинах их отключения или включения, а также с записями в оперативном журнале;

б) проверить исправность аварийной и предупредительной сигнализации, а также сигнализации положения выключателей;

в) проверить значение напряжения на шинах оперативного тока, всех источников постоянного и переменного тока трансформаторов СН и напряжения, аккумуляторных батарей, выпрямителей, блоков питания и других по имеющимся приборам и режим работы подзарядных устройств аккумуляторных батареи; при необходимости довести его до заданного по специальной инструкции значения;

г) проверить по имеющимся стационарным приборам сопротивление изоляции цепей оперативного постоянного и переменного тока;

д) проверить по имеющейся сигнализации исправность цепей управления выключателями и другими коммутационными аппаратами; наличие оперативного тока на всех устройствах и цепях релейной защиты, автоматики, сигнализации, управления; исправность предохранителей;

е) проверить исправность АВР источников оперативного постоянного и переменного тока, правильность положения автоматических выключателей, рубильников и других коммутационных аппаратов в схеме АВР и соответствие их положений первичной схеме;

ж) проверить правильность положения всех коммутационных аппаратов на щите оперативного тока, в кольцах питания панелей щита управления и устройств РЗАИ, в кольцах питания оперативным током всех КРУ, КРУН и других распределительных устройств всех напряжений;

з) проверить по установленным измерительным приборам и сигнализации исправность цепей трансформаторов напряжения, предохранителей, правильное положение всех коммутационных аппаратов в этих цепях в соответствии с действительной схемой первичных соединений;

и) осмотреть все устройства защиты и автоматики на щите управления, на релейном щите, в коридорах РУ, КРУ, КРУН и проверить их исправность и готовность к действию по внешнему виду и, если возможно, по сигнализации. Возвратить в начальное состояние указательные реле, сработавшие от случайных причин (сотрясения и т. п.);

к) проверить правильность положения всех органов управления устройствами РЗАИ, соответствие их положений действительной первичной схеме электростанции, подстанции, сети. Особое внимание обратить на устройства, включенные или отключенные из-за отклонений от нормального режима, переведенные на шиносоединительный или обходной выключатель, отключенные или измененные защитами обходного и шиносоединительного выключателя и т. д.

Дополнительно убедиться, что у отключенных защит, пускающих УРОВ, отключен пуск УРОВ. У устройств, работа и состояние которых определяются схемой первичных соединений (АВР секционных выключателей, трансформаторов СН, поперечная дифференциальная защита линий и другие) дополнительно проверить соответствие положения их органов управления действительной схеме первичных соединений,

л) осмотреть и проверить исправность и готовность к действию фиксирующих приборов, самопишущих измерительных приборов и осциллографов, проверить запас чернил и бумаги для приборов, запас бумаги или пленки для осциллографов;

м) в холодное время года проверить работу устройств подогрева релейных шкафов, релейных отсеков КРУ, КРУН и приводов коммутационных аппаратов. Особое внимание обратить, на устройстве подогрева при наружной температуре около -20 град. С, около 0 град. С и при повышенной влажности (оттепель, мокрый снег, продолжительные дожди);

н) выполнить различные измерения для проверки исправности некоторых устройств (дифференциальная защита шин, продольная дифференциальная защита линий, приемопередатчики высокочастотных защит и устройств телеотключения и др.);

с) осмотреть и проверить работу и состояние сложной, продолжительно работающей электроавтоматики, например, охлаждения и регулирования напряжения трансформаторов, компрессорных установок воздушных выключателей и др.;

п) осмотреть газовые реле трансформаторов и автотрансформаторов.

У реле со смотровым окном проверить отсутствие воздуха в корпусе реле;

р) проверить положение грузов и пружин у грузовых и пружинных приводов. У приводов, включавшихся вручную, проверить положение рычага конечного выключателя и цепи завода пружин;

с) проверить положение заземляющего разъединителя у конденсаторов связи, используемых для высокочастотных защит;

т) проверить уплотнения, двери и крышки релейных шкафов, сборок вторичных соединений и приводов выключателей и других коммутационных аппаратов на . открытой части подстанции, особенно после дождя, таяния снега и метелей.

Результаты осмотра записать в журнал, обо всех неисправностях немедленно сообщить диспетчеру и персоналу соответствующих служб и по их указаниям или по соответствующим инструкциям принять необходимые меры.

5. Наблюдение за поддержанием заданного режима и, при необходимости, исправления отключений от заданного режима сложной автоматики непрерывного действия (регулирование возбуждения генераторов и компенсаторов, охлаждение генераторов и компенсаторов, подзарядные устройства аккумуляторных батарей и др.) выполняются по специальным инструкциям

6. Если исправность некоторых устройств защиты и автоматики (дифференциальная защита шин, продольная дифференциальная защита линий, устройства с высокочастотными приемопередатчиками и др.), установленных на подстанциях без постоянного дежурного персонала и обслуживаемых ОВБ,

требуется проверять чаще, чем указано в п. 1 настоящего раздела, то дополнительные проверки их исправности выполняются в сроки и в объеме, которые указаны в инструкциях по их обслуживанию.

8. УСТРАНЕНИЕ НЕИСПРАВНОСТЕЙ В УСТРОЙСТВАХ РЗАИ.

1. Устранение некоторых неисправностей или отключений от заданного режима входит в непосредственные обязанности оперативного персонала. Большинство неисправностей может устраняться только персоналом МС РЗАИ, поэтому оперативный персонал при обнаружении неисправностей в устройствах РЗАИ и ПА должен немедленно сообщать вышестоящему оперативному дежурному, в ведении или управлении которого находится данное устройство, и далее или действовать по его указаниям, или выполнить предусмотренные инструкциями мероприятия для данного случая с последующим уведомлением о выполнении и записью в журнале дефектов. Обо всех неисправностях оперативный персонал также сообщает в службу РЗАИ.

Подробный перечень неисправностей, устранение которых возлагается на оперативный персонал, и способы их устранения указаны в соответствующих инструкциях по обслуживанию. Поэтому далее даются лишь общие указания.

2. При перегорании предохранителей или отключении автоматических выключателей в цепях трансформаторов напряжения или питания устройств РЗА оперативным током оперативный персонал должен немедленно включить выключатель или заменить вставки предохранителей. При повторном отключении автоматического выключателя или перегорании вставок дежурный должен сообщить диспетчеру и действовать далее по его распоряжению или (при отсутствии связи) в соответствии с инструкцией.

3. Обрыв цепи отключения выключателя или другого коммутационного аппарата, что обнаруживается по имеющейся сигнализации, выводит из работы все устройства РЗАИ.

В этом случае диспетчер выполняет мероприятия, предусмотренные для присоединения, полностью лишившегося релейной защиты.

4. При повторном отключении автоматического выключателя или перегорании вставок в цепи питания только одной из нескольких релейных защит одного присоединения диспетчер выполняет мероприятия, предусмотренные для отключения этой защиты.

5. Повреждение индивидуальных блоков питания, зарядных устройств конденсаторов и самих конденсаторов в цепи отключения выключателя, отделителя, короткозамыкателя выводит из работы все устройства РЗАИ, действующие от этих блоков питания или конденсаторов. В этом случае диспетчер выполняет мероприятия, предусмотренные для данного присоединения, лишившегося всех защит.

6. При повреждении выпрямителей, питающих цепи включения электромагнитных приводов, отключаются все устройства, действующие на автоматическое включение выключателя, лишившегося питания. Повреждения эти обнаруживаются по уменьшению показаний вольтметра, измеряющего выпрямленное напряжение, и внешним осмотром выпрямителей. Устранение повреждений выполняется ремонтным персоналом.

7. При появлении замыкания на землю в цепях оперативного постоянного или переменного тока оперативный персонал должен по разрешению диспетчера, и

пользуясь указаниями местной инструкции, определить место повреждения и результаты сообщить диспетчеру. До устранения неисправности выполняются мероприятия, указанные в местной инструкции.

8. Некоторые устройства РЗАИ и ПА имеют индивидуальный контроль наличия на них оперативного тока и напряжения от трансформаторов напряжения (измерительные приборы, сигнальные лампы и т. п.). Если эти контрольные устройства показывают отсутствие напряжения или оперативного тока, то дежурный должен немедленно проверить положение автоматических выключателей и исправность предохранителей в цепях, питающих эти устройства, и при необходимости включить автоматический выключатель или сменить сгоревшие вставки предохранителей. Если нормальное питание не восстановится, хотя, предохранители и автоматические выключатели исправны, по указанию диспетчера следует выполнять предписания инструкции по обслуживанию данного устройства.

9. Ответственность за исправность предохранителей в цепях устройств РЗАИ несет оперативный персонал.

9. ДЕЙСТВИЯ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА ПРИ СРАБАТЫВАНИИ УСТРОЙСТВ РЗАИ.

1. При срабатывании устройств РЗАИ и ПА в зависимости от местных условий действует различная световая и звуковая сигнализация на щите управления, телесигнализация, вызывная сигнализация на дому.

При срабатывании устройств РЗАИ оперативный персонал должен определить, какое устройство и какая его зона сработала. Определение производится по выпадению флажков указательных реле, имеющих такое же название, как и устройство, при срабатывании которого они выпадают, например: «Максимальная защита», «I зона» и т. п., или же по выпадению флажков основных реле, например РТ-81. В некоторых устройствах, например, в устройствах с модулями, определение производится по специальному табло со световой сигнализацией. Во многих случаях контакты указательных реле приводят в действие сигнализацию, зажигая лампу с соответствующей надписью. Загорание лампы напоминает оперативному персоналу о необходимости поднять выпавшие флажки указательных реле.

2: При срабатывании устройств РЗАИ оперативный персонал должен:

а) выполнить предусмотренные местной инструкцией операции с сигнализацией (отключить звуковой сигнал, включить сигнализацию положения выключателей и т. п.)

б) определить по имеющейся сигнализации и внешним осмотром, что произошло: отключение или включение первичного оборудования с успешным или неуспешным АПВ и АВР, работа релейной защиты на сигнал, например, газовой защиты и защиты от перегрузки, сигнализации о замыкании на землю в сети 6—35 кВ, повреждения различных устройств на данной электростанции или подстанции, например, замыкание на землю в цепях оперативного тока, сгорание предохранителей, а затем произвести запись в журнале и сообщить диспетчеру;

в) квитиловать ключи управления изменивших свое нормальное положение коммутационных аппаратов, убедившись, что устройства АПВ и АВР работали неуспешно и дальнейшим работать не будут;

г) осмотреть все устройства защиты и автоматики и отметить мелом или другим способом на панели или кожухах все сработавшие указательные реле и произвести запись в журнале;

д) осмотреть счетчики АПВ и АВР и записать изменения их показаний в журнале;

е) осмотреть самопишущие приборы, фиксирующие приборы, осциллографы и записать в журнал результаты осмотра. Выполнить операции, предусмотренные инструкцией по обслуживанию фиксирующих приборов;

ж) завести пружины или грузы приводов, не имеющих самозавода;

з) сообщить о результатах осмотров и записях в журнале диспетчеру и с его разрешения вернуть в начальное состояние указательные реле. Стирать временные отметки указательных реле следует только, после окончания анализа работы устройств РЗАИ, по разрешению диспетчера;

и) проверить перед включением, подняты ли все флажки указательных реле, выпавших при первом отключении, если потребуются немедленное повторное включение отключившегося первичного оборудования.

При повторном срабатывании устройств РЗАИ после обратного включения присоединения работа указательных реле отмечается способом, отличным от способа обозначения в первом случае. Например, при первом срабатывании указательные реле отмечаются цифрой 1, при повторном-цифрой 2.

3. При срабатывании на сигнал газовой защиты трансформаторов, сигнализации о замыкании на землю в сетях 6—35 кВ, сигнализации о перегрузке оборудования и о различных повреждениях устройств РЗАИ действовать по соответствующим инструкциям и указаниям диспетчера.

4. После окончания всех операции повторно убедиться, что подняты флажки указательных реле, установлены в надлежащее положение все органы управления устройствами РЗАИ в соответствии с действительной схемой первичных соединений, привести в нормальное состояние сигнализацию, сообщить в службу РЗАИ,

5. После окончания анализа действия устройств РЗАИ и ПА стереть временные отметки сработавших указательных реле.

6. Обо всех случаях работы устройств РЗАИ и ПА оперативный персонал обязан сообщить МС РЗАИ.

10. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ НА УСТРОЙСТВАХ РЗАИ.

1. Все работы в устройствах РЗАИ, введенных в эксплуатацию, как правило, выполняет только персонал служб РЗАИ, допущенным к работам в этих устройствах.

Персонал посторонних наладочных и монтажных организаций к работам на действующих устройствах РЗАИ допускается по специальному распоряжению главного инженера предприятия.

2. Все работы с измерительными приборами, датчиками и приемниками телеуправления и телесигнализации выполняются персоналом служб РЗАИ или СДТУ совместно или раздельно в соответствии с границами их ответственности.

3. Все работы с первичными датчиками различной технологической автоматики, приводами коммутационных аппаратов выполняются персоналом МС РЗАИ и персоналом соответствующих служб совместно или раздельно в соответствии с границами их ответственности.

4. При работах на каналах связи, телеуправления, телесигнализации (проводных и высокочастотных), общих с устройствами защиты в автоматике, необходимо отключать все устройства РЗАИ и ПА, связанные с этими каналами (по специальной заявке).

5. При работах на устройствах, состоящих из нескольких полуккомплектов, расположенных на разных концах линий, они должны быть отключены на всех концах линии.

6. Все работы в устройствах РЗАИ и на оборудовании ВН производятся только по заранее поданным, оформленным и разрешенным заявкам. Срок подачи заявки, способы ее оформления, способы передачи МС РЗАИ разрешения или отказа заявки и прочие условия устанавливаются руководством предприятия.

7. В экстренных, не терпящих отлагательства случаях, в оперативном порядке дежурный диспетчер, в ведении или управлении которого находится данное устройство, может разрешить работы на нем, но только во время своего дежурства. На продление таких работ требуется разрешение главного диспетчера или оформление заявки.

При составлении заявки должны быть предусмотрены:

а) необходимые отключения и включения первичного оборудования на все время работ или только для различных опробований с обратным включением или отключением;

б) выполнение требований инструкций, программы и указаний о замене отключаемой защиты другими (например, введение ускорений, замена отключаемой защиты защитой шиносоединительного выключателя и др.);

в) проверка отключаемой защиты под нагрузкой, возможность создания необходимых значений и направления нагрузки; защит с которыми присоединение включается для проверки отключенной защиты;

г) возможность непредвиденного отключения работающего оборудования и необходимость выполнения в этом случае требуемых мероприятий;

д) требуемые инструкциями, программами или указаниями отключения и обратные включения других устройств, связанных с устройством, на котором производятся работы, по принципу действия или общими цепями и аппаратами, в том числе установленными на других электростанциях и подстанциях.

9. Независимо от имеющейся разрешенной заявки к любым работам по заявке можно приступить только по разрешению диспетчера, в ведении или управлении которого находится данное устройство, полученному непосредственно перед началом работ. Перед выдачей такого разрешения диспетчер, а при получении-

дежурный должны проверить, не возникли ли какие-либо причины, препятствующие проведению работ в сроки и в условиях, разрешенных заявкой.

10. Получив разрешение, дежурный по указанию диспетчера готовит место работ:

а) выполняет необходимые отключения и включения первичного оборудования;

б) выполняет предусмотренные инструкциями или указанные в заявке или программе операции с устройствами РЗАИ;

в) выполняет требования правил техники безопасности;

г) устанавливает ограждения или шторы, закрывающие доступ к соседним устройствам РЗАИ и ПА;

д) проверяет наличие допуска к соответствующим работам у работающего персонала РЗАИ;

е) допускает персонал к работам.

11. В процессе работы дежурный производит по требованию работающего персонала необходимые включения и отключения полностью выведенных из работы (с отключенными разъединителями) первичных коммутационных аппаратов (выключателей, короткозамыкателей, отделителей) для различных опробований и проверок взаимодействия устройств защиты и автоматики с первичным оборудованием. Получает от диспетчера разрешение на выполнение персоналом служб РЗАИ различных включений и отключений оборудования, находящегося под напряжением, от устройств РЗАИ с первичным оборудованием. Включения и отключения первичного оборудования от устройств РЗАИ выполняются персоналом служб РЗАИ.

12. Включения и отключения полностью выведенных из работы первичных коммутационных аппаратов (выключателей, короткозамыкателей и т. п.) при работах с первичными и вторичными реле прямого действия, регулировке приводов, проверках отключающих и включающих электромагнитов, наладках автоматики и других подобных работах могут выполняться персоналом служб РЗАИ самостоятельно, но с обязательным предупреждением дежурного.

13. После окончания работ оперативный персонал должен:

а) ознакомиться с записями, сделанными персоналом МС РЗАИ в журнале релейной защиты, при необходимости - с изменениями в аппаратуре на панелях устройств и правилами обслуживания замененной или добавленной аппаратуры, производить предусмотренные инструкциями измерения или опробования, расписаться в журнале релейной защиты и сообщить диспетчеру об окончании работ и готовности устройства РЗАИ к вводу в действие;

б) устанавливать после получения разрешения диспетчера в необходимые положения органы управления устройством, производить измерения, вводить устройство в работу и сообщать об этом диспетчеру;

в) выполнять по распоряжению диспетчера предусмотренные инструкциями или заявкой операции с другими устройствами защиты и автоматики, вызванные проведением данной работы.

Ввод в работу любого устройства РЗАИ и ПА допускается только при наличии в журнале релейной защиты записи о готовности устройства к вводу в работу. Запись выполняется персоналом служб РЗАИ.

14. Перед вводом в действие нового типа устройства на электростанции или подстанции или при включении новой подстанции оперативный персонал должен:

а) заранее изучить полученные от МС РЗАИ исполнительные структурные или принципиальные схемы и инструкции по обслуживанию данных устройств релейной защиты и автоматики;

б) ознакомиться на месте установки с органами управления устройством РЗАИ, под руководством персонала службы РЗАИ освоить операции по выполнению необходимых измерений, опробований и устранению неисправностей;

в) ознакомиться с изменениями действующих инструкций по обслуживанию устройств защиты и автоматики, вызванными вводом нового устройства.

11. ОРГАНЫ УПРАВЛЕНИЯ УСТРОЙСТВАМИ РЗАИ.

1. Оперативное управление всеми устройствами релейной защиты, электроавтоматики и сигнализации оперативный персонал может выполнять только стационарными, предназначенными для этого, отключающими устройствами: ключами управления, испытательными блоками, переключателями, накладками, кнопками с самовозвратом и другими подобными аппаратами.

Для измерений дежурный, как правило, должен пользоваться только стационарными, постоянно включенными измерительными приборами, кнопками с самовозвратом или другими коммутационными аппаратами для кратковременных измерений.

В отдельных, случаях, специально оговоренных в местных инструкциях, оперативный персонал может пользоваться переносными приборами, например, измерительными клещами, вольтметрами и другими, т. е. приборами, не требующими для присоединения отключения, переключения проводов и жил кабелей.

Все опробования действия различных устройств дежурный должен выполнять только предназначенными для этого аппаратами.

Оперативный персонал не имеет права отключать и подключать концы проводов и жил кабелей, а также пользоваться временными перемычками.

2. Все отключающие устройства (накладки) должны иметь такое же название, как и устройство, в цепи которого они установлены, например, «Дистанционная защита», «АПВ», или обозначение на соответствующей принципиальной схеме.

Для ввода в работу устройства оперативный персонал должен освободить подвижной контакт отключающего устройства (накладки), перевести в требуемое положение и закрепить. Это положение «Отключение» для устройств, действующих на отключение выключателей и других коммутационных аппаратов, например, для релейной защиты.

Для устройств, действующих на включение коммутационных аппаратов, например для АПВ, это положение - «Включение». В этих положениях выходная

цепь устройства защиты и автоматики подключена к электромагнитам управления выключателей и других коммутационных аппаратов.

Для вывода из действия устройств защиты и автоматики оперативный персонал должен освободить подвижный контакт отключающего устройства, перевести их в другое положение и закрепить. Это положение—«Сигнал».

Выходная цепь устройства защиты и автоматики в этом положении отключена от электромагнитов управления. В ряде случаев при переводе в положение «Сигнал» выходная цепь действует на сигнальную лампу или указательное реле, например, у газовой защиты трансформаторов. Горение сигнальной лампы или срабатывание указательного реле указывает, что устройство сработало и переводить его в положение «Отключение» или «Включение» нельзя.

Некоторые отключающие устройства имеют и третье, среднее положение, назначение и обозначение которого может быть различным и указывается в инструкции для этого устройства. В некоторых случаях ввод в работу и вывод из работы устройств РЗАИ и ПА выполняются испытательными блоками, различными ключами и переключателями на несколько положений, рубильниками и другими аппаратами. Положения этих, аппаратов и операции с ними для разных режимов указаны в инструкциях по оперативному обслуживанию этих устройств.

3. При отключении релейной защиты, пускающей УРОВ, необходимо предварительно отключить пуск УРОВ от этой защиты. Для этого дежурный должен освободить, перевести в нужное положение и закрепить в нем поводок отключающего устройства или перемычку накладки, называющиеся «Пуск УРОВ». Это положение имеет обозначение «Сигнал». После включения защиты в работу дежурный должен ввести в работу и пуск УРОВ от этой защиты, для чего поводок отключающего устройства или перемычка накладки переводятся и закрепляются в другом положении, имеющем обозначение «Включен».

4. Устройства защиты и автоматики, не имеющие в выходных цепях отключающих устройств или накладок, и различные соединения разных устройств могут вводиться в работу и выводиться из работы только персоналом МС РЗАИ под контролем оперативного персонала.

5. При отключении быстродействующих релейных защит вводятся в работу оперативные ускорения резервных защит.

Ввод и вывод оперативных ускорений выполняются отключающими устройствами, накладками, рубильниками, имеющими соответствующие названия, например: «Ускорения II зоны дистанционной защиты», «Ускорение III зоны земляной защиты», «Ускорение максимальной защиты» и др. Нормально поводок отключающего устройства или перемычка накладки закреплены в положении, обозначенном «Сигнал», а рубильники отключены. Для ввода в работу ускорения поводок отключающего устройства или перемычка накладки переводится и закрепляется в положении, обозначенном «Включено», а рубильник включается. Для вывода ускорения эти устройства переводятся и закрепляются в положении «Сигнал», а рубильник отключается. Ввод и вывод ускорения выполняются без отключения защиты.

6. Коммутационные устройства, положение которых оперативный персонал не имеет права изменять, должны быть запломбированы.

12. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МИКРОПРОЦЕССОРНЫМ УСТРОЙСТВАМ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

12.1 Основные положения по выполнению микропроцессорных устройств и систем рза

1. Все функции релейной защиты и автоматики, являющиеся жизненно важными для предотвращения разрушения электрооборудования и обеспечения устойчивости и надежности работы энергосистем, должны выполняться децентрализованными, т.е. на уровне одного присоединения, одной монтажной единицы (линия, трансформатор, генератор, электродвигатель и т.п.), или одной функции для нескольких присоединений (например, защита шин) в виде автономных микропроцессорных устройств.

2. В случае, если защита присоединения состоит из двух или более взаиморезервируемых систем защиты, каждая из систем защиты должна быть полностью независимой от другой, чтобы при КЗ в защищаемой зоне никакой отказ в одной системе защит не приводил к отказу или к недопустимому увеличению времени отключения другой системой защит. При этом там, где это возможно, рекомендуется выполнение независимых систем защиты с разными принципами действия. Например, на ВЛ 110 кВ и выше рекомендуется основную защиту № 1 выполнять с использованием абсолютной селективности, а основную защиту № 2 с использованием относительной селективности с передачей ускоряющих и отключающих импульсов.

Независимые МП РЗА присоединений должны быть в максимальной степени разделены по цепям трансформаторов тока и напряжения, источникам питания и цепям управления на постоянном оперативном токе, по дискретным входам и выходам.

3. В каждой из микропроцессорных взаиморезервируемых систем РЗА должна предусматриваться максимально возможная автономность выполнения различных функций, входящих в данную систему защиты таким образом, чтобы отказ выполнения одной функции не приводил к отказу выполнения другой функции.

4. Все функции МП РЗА должны выполняться без деградации при любых отказах каналов связи с верхним уровнем иерархического управления.

5. Устройства МП РЗА должны предусматривать возможность их использования в виде отдельных автономных устройств РЗА, совместимых с существующими традиционными устройствами, и должны обеспечивать возможность их использования в качестве устройств нижнего уровня АСУ ТП или других координированных систем контроля и (или) управления.

6. В МП РЗА должна предусматриваться возможность выполнения дополнительных функций на базе использования имеющейся в МП РЗА информации (функции осциллографа, регистрации событий, определения места

повреждения, изменения групп уставок и др.), а также вывода из МП РЗА необходимого объема информации для анализа правильности действия РЗА и для создания координированных систем контроля и управления или использования в АСУ ТП.

7. Устройства МП РЗА должны содержать оперативные элементы местного контроля, управления и сигнализации со встроенным интерфейсом общения "человек-защита", а в необходимых случаях интерфейс, обеспечивающий такое общение с использованием внешней ПЭВМ (координированных систем контроля и управления или АСУ ТЩ, с целью ввода и вывода информации для дистанционного контроля и управления.

8. Устройства МП РЗА должны выполняться с программируемой логикой взаимодействия как между различными функциями защиты, управления и контроля, входящими в состав МП РЗА (внутренними функциями), так и между этими функциями и внешними устройствами других защит, управления и контроля подстанции (электростанции). Это должно позволить пользователю реализовывать различные конфигурации схем РЗА и управления, отвечающие различным первичным схемам электрических соединений, условиям эксплуатации и требованиям пользователя. С этой целью МП РЗА должны обеспечивать необходимое количество различных логических функций в сочетании с таймерами и предусматривать возможность использования необходимого числа модулей дискретных входов (выходов).

Должна предусматриваться возможность использования дискретных входов для логической увязки между собой и с любой из внутренних функций и возможность использования внутренних сигналов МП РЗА для управления различными выходными реле.

13. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ И ПРОГРАММНОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ МП РЗА

13.1 Требования к техническим средствам

1. Технические средства и программное обеспечение МП РЗА должны выполняться с использованием модульного принципа. При этом должна обеспечиваться независимая работа исправных модулей при отказах или неисправностях в соседних модулях. Этим должна обеспечиваться и независимость реализации заданных функций при потере какой-либо из них.

2. Архитектура вычислительной системы и номенклатура модулей МП РЗА определяются конкретными задачами защиты в зависимости от вида присоединения и класса напряжения.

В общем случае сложное устройство МП РЗА (класс напряжения 110 кВ и выше) должно включать модули устройства связи с объектом (УСО), мультиплексора, аналого-цифрового преобразования (АЦП), процессорного устройства (ПУ), модули устройств дискретного ввода-вывода, блок интерфейса общения "человек-защита", модуль интерфейса связи с верхним уровнем, блок питания.

3. Модуль УСО осуществляет преобразование аналоговых входных электрических величин для их согласования с интерфейсами вычислительной системы. Модуль УСО может включать промежуточные трансформаторы тока и напряжения (ПТТ и ПТН). ПТТ и ПТН должны обеспечивать гальваническое разделение входных цепей от внутренних цепей МП РЗА и осуществлять нормирование входных сигналов. Модуль УСО может включать аналоговые фильтры.

При большом динамическом диапазоне входных токов может предусматриваться установка двух ПТТ на ток каждой фазы, имеющих разные коэффициенты передачи и в совокупности обеспечивающих необходимый динамический диапазон для нормального функционирования защиты. Максимальный динамический диапазон по току может составлять $(0,01 \div 100) I_{\text{ном}}$.

4. Модуль мультиплексора обеспечивает переключение каналов АЦП. Для снижения угловой погрешности из-за конечного времени переключения каналов и аналого-цифрового преобразования в модуль может входить устройство выборки и хранения.

5. Разрядность АЦП и его класс точности должны выбираться в соответствии с требуемой точностью преобразования входных сигналов. Быстродействие АЦП должно согласовываться с необходимой частотой дискретизации, количеством каналов преобразования и эффективным быстродействием процессорного устройства.

Частоты измерений мгновенных значений и цифровой фильтрации должны выбираться с учетом стандарта "IEEE Standard Commo Format for transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems" (IEEE C 37. 111-1991), рекомендующего производить выбор вышеуказанных частот, исходя их двух наименьших общих кратных (нок) значений измерений в секунду, равных

$$f_{1\text{нок}} = 384 \cdot f_{\text{ном}} \quad \text{и} \quad f_{2\text{нок}} = 3200 \cdot f_{\text{ном}},$$

где $f_{\text{ном}} = 50$ или 60 Гц.

При этом ряды рекомендуемых чисел измерений за один период промышленной частоты составляют:

при $f_{1\text{нок}} = 384 \cdot f_{\text{ном}}$ — 4, 6, 8, 12, 16, 24, 32, 48, 64, 96, 128, 192, 384 измерений за период;

при $f_{2\text{нок}} = 3200 \cdot f_{\text{ном}}$ — 4, 8, 10, 16, 20, 32, 40, 50, 64, 80, 100, 128, 160, 200, 320, 400, 800, 1600, 3200 измерений за период.

Для большинства устройств РЗА, реагирующих на составляющие основной частоты, частоты измерений рекомендуется принимать на нижней части ряда, например, для дистанционной защиты ВЛ 110-500 кВ — 40 измерений за период, конечная частота 20 измерений за период.

Частота мультиплексной выборки (опроса) выбирается, исходя из количества аналоговых сигналов и частоты измерений. Например, для защит ВЛ 110-500 кВ рекомендуемая частота опроса может составлять 40 кГц.

6. Модуль процессорного устройства управляет работой вычислительной системы. Процессорное устройство может быть однопроцессорным и

многопроцессорным. Многопроцессорные устройства рекомендуется выполнять на цифровых процессорах обработки сигналов по схеме с одним ведущим процессором (хост-процессор). Процессорное устройство должно содержать долговременную внешнюю память для хранения уставок, результатов саморегистрации функционирования защиты, образа адресного пространства данных при отказе блока питания и др.

Модуль процессорного устройства должен содержать порт встроенного интерфейса местной связи "человек-защита", порт для подключения внешнего компьютера в месте установки защиты, порты для дистанционной связи с координированными системами контроля и управления или АСУ ТП со скоростью передачи данных 300,1200,2400,4800 или 9600 бит/с.

В качестве внешней памяти программ предпочтительно использовать флэш-память, но может быть использовано и ПЗУ.

Модуль ПУ должен содержать сторожевой таймер для перезапуска программы МП РЗА.

7. Блок интерфейса местной связи "человек-защита" должен устанавливаться на лицевой стороне конструктива и содержать: светодиоды для сигнализации о срабатывании, о действии на отключение и о неисправности и (или) мини-дисплей и клавиатуру для ввода данных и управления дисплеем и защитой.

8. Модуль устройства дискретного ввода-вывода должен обеспечивать быстрый ввод (вывод) дискретных сигналов, их согласование с внешним источником (приемником) по мощности, напряжению, току, а также гальванически отделять вычислительную систему от входных (выходных) цепей.

9. Модуль интерфейса связи должен предусматривать возможность обмена информацией со скоростями 64 кбит/с и 1 Мбит/с с использованием стандартного протокола, например, HDLC.

10. Блок питания должен работать от постоянного или выпрямленного оперативного тока с номинальным напряжением 220 В, обеспечивая уровни и качество выходных напряжений в соответствии с требованиями электронных компонентов МП РЗА, при возможных в эксплуатации изменениях напряжения внешнего питания (см. п. 4.5).

13.2 Требования к программному обеспечению

1. Программное обеспечение (ПО) сложных МП РЗА должно разделяться на системное и прикладное (технологическое).

2. Системное ПО должно содержать операционную систему реального времени и тестовое ПО.

Операционная система должна содержать драйверы, управляющие работой внешних (по отношению к данному процессору) устройств, имеющих сложный интерфейс. Операционная система однопроцессорного ПУ должна обеспечивать параллельное выполнение задач. Операционная система многопроцессорного ПУ должна предоставлять средства организации параллельной работы процессоров.

Тестовое ПО должно содержать программы тестов, выполняемых при запуске и перезапуске процессорного устройства и с заданной периодичностью в фоновом режиме. Тестовое ПО должно обеспечивать контроль исправности аппаратных средств и целостности ПО.

3. Прикладное ПО должно осуществлять выполнение алгоритмов защиты, регистрацию функционирования защиты и дополнительный контроль правильности входных данных. Пользователь должен иметь возможность конфигурирования прикладного ПО: выбирать различные варианты взаимодействия с внешними устройствами и режимами объекта защиты, вводить в работу дополнительные функции (такие, как определение расстояния до места повреждения, задание условий пуска аварийной регистрации и т.п.).

13.3 Требования к оперативным элементам местного контроля, управления и сигнализации состояния МП РЗА

1. В МП РЗА должен быть предусмотрен встроенный интерфейс с дисплеем и клавиатурой. Объем возможных операций с помощью встроенного интерфейса задается в соответствии с типом защиты и областью ее применения.

Алфавитно-цифровой мини-дисплей, как правило, должен иметь 2-4 строки по 16-20 символов, а клавиатура — цифровые и функциональные клавиши.

В сложных МП РЗА, где требуется вводить большое число уставок и данных и где необходимо выполнять конфигурирование системы, обеспечивающее различные варианты взаимодействия с внешними устройствами и режимами объекта защиты, должен предусматриваться графический мини-дисплей (например, на жидких кристаллах с размером экрана 5-7 дюймов). Тип, размеры дисплея и клавиатуры, а также объем возможных операций с помощью встроенного интерфейса пользователя должны быть выбраны в соответствии с типом защиты и принятой системой технического обслуживания.

Должны использоваться общепринятые в отрасли символы, размерности, сокращения терминов и т.п. Надписи на лицевой панели должны быть понятными, используемые мнемокоды должны быть стандартными. Пользователь должен обеспечиваться подробными инструкциями по работе с человеко-машинным интерфейсом, которая должна быть доступна для персонала, не имеющего специальных навыков работы с вычислительной техникой.

Некоторые функции интерфейса "человек - защита", такие как задание уставок и выбор характеристик защит, должны быть защищены от прямого доступа оперативного персонала. Другие функции, такие как вывод защиты из действия и ввод ее в действие, должны быть доступны оперативному персоналу.

2. Интерфейс "человек - защита" должен обеспечивать по выбору пользователя выполнение следующих функций:

ввод и отображение уставок и других параметров настройки;

отображение текущих действующих значений входных аналоговых величин, частоты, активной и реактивной мощности;

отображение результатов саморегистрации функционирования МП РЗА;

ввод в действие и вывод из действия отдельных защит, входящих в состав МП РЗА;

корректировку календаря и часов службы времени МП РЗА (если таковая предусмотрена);

вывод значений моментов времени трех последних срабатываний каждой из защит, входящих в состав МП РЗА;

вывод информации о расстоянии до места повреждения (ОМП);

вывод кода неисправности, выявленной средствами внутренней диагностики.

13.4 Требования к объему регистрации, хранению, протоколированию и периодичности выдачи информации на верхний уровень АСУ ТП

1. Устройства МП РЗА должны обеспечивать возможность вывода и передачи на верхний уровень АСУ ТП энергообъекта данных о нормальном режиме для контроля состояния самих устройств МП РЗА и защищаемого оборудования.

Кроме этого должна предусматриваться возможность передачи на верхний уровень АСУ ТП или на внешнюю ПЭВМ, временно подключаемую к МП РЗА, данных саморегистрации функционирования МП РЗА и цифрового осциллографирования.

2. Требования к выводу необходимой информации для контроля состояния устройств МП РЗА и информации регистратора аварийных событий являются основными и определяются техническими заданиями (ТЗ) на конкретные устройства МП РЗА.

Информация о состоянии устройства МП РЗА должна соответствовать текущему режиму с запаздыванием по времени не более 1,0 с.

3. Требования к выводу заданного объема информации для контроля режима работы защищаемого объекта являются дополнительными и реализуются при наличии АСУ ТП или других координированных систем контроля и (или) управления по специальному указанию потребителя.

Возможный объем выводимой информации определяется ТЗ на МП РЗА в зависимости от объема и функций обработки входных сигналов, вида защищаемого оборудования и общей структуры построения системы защит. Максимальный объем выводимой информации может соответствовать полному объему входных сигналов, включая их обработку с выявлением фазовых соотношений для выдачи цифровых значений фазовых углов, активной и реактивной мощности на данном присоединении.

Данная информация при выводе из МП РЗА должна соответствовать текущему режиму с запаздыванием не более 100 мс.

В обоснованных случаях эта информация может проходить регистрацию в МП РЗА с присвоением времени каждому из значений параметров, усреднение (для аналоговых параметров) на заданном интервале времени, поступать на хранение и выводиться в форме заданного протокола по внешним или внутренним командам.

4. Информация по п. 3.4.2 выводится нерегулярно в зависимости от изменений режима МП РЗА или при регистрации аварийных процессов в защищаемом оборудовании, а также по запросу, поступающему от внешней ПЭВМ (временно подключаемой), из канала связи с верхним уровнем или из локальной вычислительной сети АСУ ТП.

Информация по п. 3.4.3 выводится регулярно с периодичностью, определяемой при разработке АСУ ТП, но не реже чем через 250 мс.

13.5 Требования к регистрации аварийных событий

1. В ТЗ на устройства МП РЗА должна оговариваться возможность выполнения внешней регистрации состояний МП РЗА и(или) внутренней регистрации их состояний и регистрации аварийных событий на защищаемом объекте, которые реализуются по заявке потребителя.

2. На внешнюю регистрацию выводятся специальные независимые контакты, обеспечивающие регистрацию состояний и моментов срабатывания защит, входящих в МП РЗА. Запаздывание сигнальных регистрируемых контактов по отношению к регистрируемому фактору не должно превышать 3 мс.

3. На внутреннюю регистрацию должны поступать мгновенные значения аналоговых и дискретных параметров, определяющих функционирование МП РЗА и реакцию защищаемого объекта.

Число регистрируемых параметров и режимы регистрации оговариваются в ТЗ.

Дополнительно необходимо предусматривать возможность регистрации в МП РЗА не менее трех внешних дискретных сигналов (например, внешние "сухие" контакты).

Регистратор аварийных событий (РАС) в МП РЗА должен снабжаться не менее чем двумя выходными "сухими" контактами для регистрации и (или) для запуска РАС в других МП РЗА. Эти контакты должны замыкаться в момент начала регистрации с запаздыванием не более 3 мс.

4. Регистрация аварийных событий может вестись как в относительном времени (отсчитываемом от начала события в МП РЗА), так и в абсолютном астрономическом времени, синхронизируемом системой времени АСУ ТП энергообъекта.

5. Момент начала регистрации определяется задаваемым потребителем набором внешних сигналов и внутренних параметров, определяющих функционирование МП РЗА.

6. Регистрация (запись значения параметра с присвоением времени) должна производиться не реже чем через 1,0 мс (допускается 2,0 мс) по каждому из параметров, выведенных на регистрацию.

Должна предусматриваться запись параметров до начала регистрации (доаварийная запись) в течение времени от 0,5 до 5,0 с, которое должно устанавливаться потребителем. Длительность записи после начала регистрации (аварийная запись) должна быть не менее 5,0 с. Полное время регистрации должно быть не менее 10,0 с.

В памяти регистратора должно храниться не менее трех последних регистраций. Эта информация должна выводиться в АСУ ТП или должна переписываться с помощью подготовленной ПЭВМ (IBM - PC).

7. Работа регистратора и операции с выводом и переписыванием информации не должны влиять на функционирование МП РЗА.

8. Поставщик МП РЗА должен снабжать потребителя согласующим устройством с разъемами для подключения цифрового канала связи МП РЗА к ПЭВМ и (или) к верхнему уровню АСУ ТП, программами для возможности вывода, расшифровки, анализа, обработки и распечатки регистрационной записи в виде осциллограммы.

При анализе, обработке и расшифровке регистрационной записи должны обеспечиваться дата и время регистрации (астрономическое время или время по отношению к началу регистрации) с точностью не более 2,0 мс для всех записанных параметров, шкала времени, значения параметров в любой из заданных моментов времени, изменение масштаба любого из параметров по ординате и всей осциллограммы по времени. Значения параметров при анализе и расшифровке должны даваться в относительных и именованных единицах.

13.6 Требования к надежности

1. Микропроцессорные устройства РЗА в части требований по надежности должны соответствовать ГОСТ 4.148-85 и ГОСТ 27.003-90.

Здесь и далее рассматривается надежность устройств МП РЗА как самостоятельных изделий без учета влияния надежности внешних цепей датчиков, цепей команд управления, цепей внешних источников электроснабжения, если иное не оговорено в ТЗ и (или) ТУ.

2. Микропроцессорные устройства РЗА должны разрабатываться в основном как восстанавливаемые и ремонтпригодные изделия, рассчитанные на длительное функционирование. При этом ремонт неисправного устройства производится обезличенным способом.

По числу возможных состояний (по работоспособности) устройства МП РЗА относятся к изделиям вида 2 по ГОСТ 27.003-90.

Все устройства МП РЗА должны относиться к устройствам, которые в процессе эксплуатации требуют технического обслуживания.

3. В устройствах РЗА должны быть использованы следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

резервирование аппаратных средств, функций защиты и программного обеспечения;

применение отказоустойчивых структур;

автоматическая диагностика аппаратных средств и программного обеспечения;

применение современной малопотребляющей (не требующей принудительного охлаждения) элементной базы;

хранение информации, констант и программ в энергонезависимой памяти.

Для достижения высоких показателей надежности в МП РЗА, как правило, должна предусматриваться избыточность по защитным функциям (два или более устройства, две или более системы защит, функциональное резервирование, резервирование защит смежных элементов).

4. Для однозначной фиксации технического состояния устройства и фактов отказов и (или) неисправностей в ТЗ на МП РЗА должны быть приведены критерии

отказов и критерии предельных состояний, а также должно указываться время ожидания ремонта, т.е. замены неисправного элемента.

5. Номенклатура и значения показателей надежности для устройств МП РЗА должны указываться в ТЗ на конкретные виды устройств и выбираться из следующих значений:

средняя наработка на отказ сменного элемента — 100, 125 тыс. ч;

среднее время восстановления (замены сменного элемента) — 0,5; 1; 2; 3 ч;

средний срок службы сменного элемента до капитального ремонта — 8, 10, 12, 14 лет;

средняя вероятность отказа в срабатывании устройства за год (при появлении требования) — $1 \cdot 10^{-5}$, $1 \cdot 10^{-6}$;

параметр потока ложных срабатываний устройства в год (при отсутствии требования) — $1 \cdot 10^{-6}$, $1 \cdot 10^{-7}$;

полный средний срок службы устройства — 20, 25 лет.

Значения показателей надежности сменных элементов различного назначения могут отличаться.

6. Соответствие МП РЗА требованиям по надежности на этапе разработки должно оцениваться расчетным методом с использованием данных о надежности комплектующих изделий и принятом схемно-конструкторском варианте построения устройства.

При серийном производстве МП РЗА соответствие требованиям по надежности простых устройств или сменных элементов сложных устройств должно подтверждаться специальными контрольными испытаниями.

Соответствие требованиям надежности МП РЗА оценивается по статистическим данным о числе и видах отказов устройств, полученным из опыта эксплуатации.

13.7 Требования к интерфейсам связи с верхним уровнем АСУ ТП и протоколам обмена данными

1. Должно обеспечиваться представление на верхние уровни координированных систем контроля и управления или АСУ ТП (уровни энергообъекта, службы защиты и центра диспетчерского управления) информации, имеющейся в памяти МП РЗА.

Выбор числа и типов портов связи определяется в ТЗ на МП РЗА в зависимости от функций и сложности устройства защиты и согласовывается с решениями, принятыми в АСУ ТП.

По требованию заказчика должно быть обеспечено подключение к портам оптоволоконных, коаксиальных или тональных кабелей связи с верхним уровнем или кабелей локальной вычислительной сети.

2. Для разработки протоколов обмена данными между АСУ ТП и МП РЗА следует придерживаться рекомендованного ИК № 34 СИГРЭ "Релейная защита" и принятого IEEE в качестве стандарта общего формата обмена данными (IEEE Standart Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems, IEEE C37.111-1991).

13.8 Требования к выходным контактным устройствам (управление коммутационными аппаратами, сигнализация состояния и режима работы МП РЗА)

1. Выходные контактные устройства должны обеспечивать гальваническое разделение МП РЗА с внешними цепями.

2. Число выходных контактных устройств должно определяться в ТЗ на МП РЗА в зависимости от назначения, вида защищаемого оборудования и схемы его включения.

3. Выходные контакты управления коммутационными аппаратами должны иметь коммутационную способность в цепях постоянного тока напряжением 220 В с индуктивной нагрузкой, с постоянной времени 0,05 с при числе коммутаций не менее 1000:

для воздушных выключателей:

на замыкание 40 А длительностью 0,03 с, 15 А длительностью 0,3 с;

на размыкание 0,25 А;

для выключателей с электромагнитными приводами:

на замыкание 5,0 А длительностью 1,0 с;

на размыкание 0,25 А.

4. Выходные контакты управления внешними цепями блокировок других устройств РЗА и цепями сигнализации должны коммутировать не менее 30 Вт в цепях постоянного тока с индуктивной нагрузкой, с постоянной времени 0,02 с при напряжениях от 24 до 250 В или при токе до 1,0 А, с коммутационной износостойкостью не менее 10000 циклов.

5. Выходные контакты управления внешними цепями дискретных входов АСУ ТП должны обеспечивать прохождение минимального тока 0,5 мА при напряжении 24 В и коммутацию токов не менее 100 мА при напряжении постоянного тока до 250 В в цепях с индуктивной нагрузкой, с постоянной времени 0,02 с, с коммутационной износостойкостью не менее 10000 циклов.

14. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МП РЗА В ЧАСТИ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

Помещения электростанций и подстанций, где традиционно размещаются устройства РЗА, подразделяются на несколько разновидностей, каждой из которых соответствуют определенные требования в части категорий исполнения устройств по внешним климатическим и механическим воздействиям.

В таблице приведены требования к устройствам МП РЗА в части их устойчивости к климатическим и механическим воздействующим факторам в различных по видам и конструкции помещениях электростанций и подстанций.

В тех случаях, когда импортируемые или разрабатываемые МП РЗА предусматривается устанавливать в помещениях и конструкциях с разными условиями по климатическим и механическим воздействиям, предъявленные или назначенные в ТЗ требования должны перекрывать самые жесткие из определяемых условий.

14.1 Требования к климатическим внешним воздействующим факторам в условиях эксплуатации, хранения и транспортирования

Устройства МП РЗА в части воздействия климатических факторов при эксплуатации, в режимах хранения и транспортирования должны соответствовать ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89Е.

14.2 Эксплуатация

Группы исполнения устройств МП РЗА, приведенные в таблице, предусматривают эксплуатацию аппаратуры в умеренных и холодных климатических зонах — УХЛ4, УХЛ3, УХЛ3.1, УХЛ2.1 и в тропиках - 04, Т3, Т3.1, Т2.1.

Условия эксплуатации МП РЗА должны исключать воздействие прямого солнечного излучения, прямое попадание атмосферных осадков, конденсацию влаги и наличие агрессивной среды.

Для МП РЗА должна предусматриваться эксплуатация на высоте до 2000 м над уровнем моря.

Устройства МП РЗА должны предназначаться для эксплуатации в районах с атмосферой типа 2 (промышленная), где среда не взрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, а концентрация сернистого газа в воздухе не превышает норм, оговоренных ГОСТ 15150-69.

При тепловых расчетах и испытаниях устройств МП РЗА, размещаемых в закрытых объемах, например, в отсеках ячеек КРУ и КТП СН или в других, где возможно выделение тепла от установленной там другой аппаратуры, за эффективное значение температуры окружающей среды должно приниматься верхнее рабочее значение, увеличенное на 10°С.

14.3 Хранение и транспортирование

Устройства МП РЗА исполнения УХЛ4 должны быть рассчитаны на хранение в неотапливаемых хранилищах с верхним значением температуры воздуха плюс 40°С и нижним — минус 50°С, с относительной влажностью 98% при 25°С (условия хранения 2).

Устройства МП РЗА исполнений УХЛ3, УХЛ3.1, УХЛ2.1, 04, Т3, Т3.1, Т2.1 должны быть рассчитаны на хранение в неотапливаемых хранилищах с верхним значением температуры воздуха плюс 50°С и нижним - минус 50°С, с относительной влажностью 98% при 35°С (условия хранения 3).

Устройства МП РЗА должны транспортироваться надежным и закрытым транспортом. При транспортировании должны допускаться следующие воздействия внешней окружающей среды:

для видов климатических исполнений УХЛ4, УХЛ3.1, УХЛ3, УХЛ2.1 верхнее значение температуры окружающего воздуха плюс 50°С, нижнее — минус 60°С (условия хранения 5);

для видов климатических исполнений О4, Т3.1, Т3, Т2.1 верхнее значение температуры окружающего воздуха плюс 60°С, нижнее — минус 60°С (условия хранения б).

Условия транспортирования и хранения, отличающиеся от указанных, для конкретных устройств МП РЗА должны специально согласоваться с заказчиком, записываться в ТЗ и ТУ на конкретное устройство.

Место размещения устройств РЗА	Требования к устройствам МП РЗА в части внешних воздействующих факторов							
	климатических (по ГОСТ 15150)				механических (по ГОСТ 17516.1)			
	Категория исполнения	Нижнее и верхнее рабочие значения температуры окружающего воздуха, °С	Нижнее и верхнее предельные рабочие значения температуры окружающего воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, % при температуре	Категория исполнения	Диапазон; частот синусоидальной вибрации, Гц	Максимальная амплитуда ускорения, м/с ² (g)	Пиковое ударное ускорение, м/с ² (g), длительность действия ударного ускорения
1. ОТАПЛИВАЕМЫЕ СУХИЕ ПОМЕЩЕНИЯ В КАПИТАЛЬНЫХ СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЯХ С ИСКУССТВЕННО РЕГУЛИРУЕМЫМИ КЛИМАТИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ БЕЗ ЗАМЕТНЫХ ВИБРАЦИЙ								
Специальные помещения главных, центральных, блочных щитов управления (ГЩУ, ЦЩУ, БЩУ) и релейных щитов (РЩ) электростанций и подстанций	УХЛ4	+1÷+40*	+1÷+45*	80, 25°С	М40	0,5÷100	5 (0,5)*	30 (3,0), 2-20 мс одиночные
	04	+1÷+45	+1÷+55	98, 35°С				
2. НЕРЕГУЛЯРНО ОТАПЛИВАЕМЫЕ СУХИЕ ПОМЕЩЕНИЯ В КАПИТАЛЬНЫХ СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЯХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ЕСТЕСТВЕННОЙ ВЕНТИЛЯЦИЕЙ БЕЗ ИСКУССТВЕННО РЕГУЛИРУЕМЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ								
2.1 Шкафы, панели, сборки в помещении машинного зала вблизи фундамента ТГ (отм. 3-10 м) и в котельном отделении	УХЛЗ.1	-10÷+45*	-10÷+50*	98, 25 °С	М4	0,5÷100	5 (0,5)	30 (3,0), 2-20 мс многократные
	ТЗ.1	-10÷+50	-10÷+60	98, 35°С				
2.2 Шкафы, панели, сборки на фундаменте ТГ (отм. 6-9 м)	УХЛЗ.1	-10÷+45*	-10÷+50*	98, 25 °С	М41	0,5÷200	20 (2,0)	30 (3,0), 2-20 мс многократные
	ТЗ.1	-10÷+50	-10÷+60	98, 35 °С				
2.3 Шкафы, панели, сборки внутри фундамента и под турбогенератором	УХЛЗ.1	-10÷+50*	-10÷+50*	98, 25 °С	М41	0,5÷200	30* (3,0)	30 (3,0), 2-20 мс многократные
	ТЗ.1	-10÷+50	-10÷+60	98, 35 °С				
3. НЕОТАПЛИВАЕМЫЕ СУХИЕ ПОМЕЩЕНИЯ В КАПИТАЛЬНЫХ СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЯХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ЕСТЕСТВЕННОЙ ВЕНТИЛЯЦИЕЙ БЕЗ ИСКУССТВЕННО РЕГУЛИРУЕМЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ								
3.1. Шкафы, панели РЗА без коммутационных аппаратов, вызывающих ударные воздействия	УХЛЗ.1	-10÷+40	-10÷+45	98, 25 °С	М7	0,5÷100	10 (1,0)	30 (3,0), 2-20 мс многократные
	ТЗ.1	-10÷+50	-10÷+60	98, 35 °С				
3.2 Отсеки РЗА в комплектных распределительных устройствах с	УХЛЗ.1	-10÷+40	-10÷+45	98, 25 °С	М43		10 (1,0)	100 (10), 2-20

коммутационными аппаратами						1,0÷100		мс одиночные
	T3.1	-10÷+50	-10÷+60	98, 35 °C				
4. НЕОТАПЛИВАЕМЫЕ СУХИЕ ПОМЕЩЕНИЯ В КАПИТАЛЬНЫХ СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЯХ ПОДСТАНЦИЙ С ЕСТЕСТВЕННОЙ ВЕНТИЛЯЦИЕЙ БЕЗ ИСКУССТВЕННО РЕГУЛИРУЕМЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ								
4.1. Шкафы, панели РЗА без коммутационных аппаратов, вызывающих ударные воздействия	УХЛЗ.1	-25*÷+40	-25*÷+45	98, 25 °C				
	T3.1	-10÷+50	-10÷+60	98, 35 °C	M40	0,5÷100	5 (0,5)*	30 (3,0), 2-20 мс одиночные
	УХЛЗ	-60÷+40	-70÷+45	98, 25 °C				
	T3	-10÷+50	-10÷+60	98, 35 °C				
4.2 Отсеки РЗА в комплектных распределительных устройствах с коммутационными аппаратами	УХЛЗ.1	-25*÷+40	-25*÷+45	98, 25 °C				
	T3.I	-10÷+50	-10÷+60	98, 35 °C	M43	1,0÷100	10 (1,0)	100 (10), 2-20 мс одиночные
	УХЛЗ	-60÷+40	-70÷+45	98, 25 °C				
	T3	-10÷+50	-10÷+60	98, 35 °C				
4.3. Шкафы, панели в компрессорной или на фундаменте синхронного компенсатора (СК)	УХЛЗ.1	-25*÷+40	-25*÷+45	98, 25 °C				
	T3.I	-10÷+50	-10÷+60	98, 35°C	M7	0,5÷100	10 (1,0)	30 (3,0), 2-20 мс многократные
	УХЛЗ	-60÷+40	-70÷+45	98, 25 °C				
	T3	-10÷+50	-10÷+60	98, 35°C				
5. МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ПОМЕЩЕНИЯ, В КОТОРЫХ КОЛЕБАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ И ВЛАЖНОСТИ ВОЗДУХА НЕСУЩЕСТВЕННО ОТЛИЧАЮТСЯ ОТ КОЛЕБАНИЙ НА ОТКРЫТОМ ВОЗДУХЕ.								
КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ 35-110 кВ НАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ								
5.1. Шкафы, панели РЗА без коммутационных аппаратов, вызывающих ударные воздействия	УХЛЗ.1	-60÷+40	-70÷+45	98, 25 °C	M40	0,5÷100	5 (0,5)*	30 (3,0), 2-20 мс одиночные
	T2.1	-10÷+50	-10÷+60	98, 35 °C				
5.2 Отсеки РЗА в комплектных распределительных устройствах с коммутационными аппаратами	УХЛЗ.1	-60÷+40	-70÷+45	98, 25 °C	M43	1,0÷100	10 (1,0)	100 (10), 2-20 мс одиночные
	T2.1	-10÷+50	-10÷+60	98, 35 °C				
* По данному параметру к аппаратуре следует предъявлять более жесткие требования, чем по стандарту для этой категории исполнения.								

14.4 Требования к внешним механическим воздействующим факторам в условиях эксплуатации, хранения и транспортирования

Устройства МП РЗА по устойчивости к внешним механическим воздействующим факторам должны соответствовать требованиям ГОСТ 17516.1-90Е.

В таблице приведены технические требования к МП РЗА в части внешних механических воздействующих факторов.

Требованиям к сейсмостойкости (по стандарту МЭК-68 интенсивность землетрясения не менее 9 баллов) аппаратура РЗА групп механического исполнения М4, М7, М41, М43 удовлетворяет.

Для соответствия аппаратов МП РЗА группы механического исполнения М40 (см. таблицу, пп. 1, 4.1, 5.1) требованиям к сейсмостойкости к землетрясениям в 9 баллов значение амплитуды ускорения синусоидальной вибрации должно быть не менее 0,5g.

В нормируемых диапазонах частот в местах установки печатных плат, модулей и других элементов конструкция устройств МП РЗА не должна иметь резонансов.

Помещения внутри фундаментов и под турбогенераторами (см. таблицу, пп. 2.2, 2.3), в которых в настоящее время иногда размещается аппаратура системы возбуждения, должны быть отнесены к помещениям, непригодным для размещения МП РЗА из-за значительных вибраций и возможных резонансных явлений в конструктивных частях устройств МП РЗА.

Требования к стойкости устройств при воздействии механических факторов в условиях хранения и транспортирования должны соответствовать группе С по ГОСТ 23216-78.

Устройства МП РЗА должны допускать транспортирование железнодорожным и автомобильным транспортом и их сочетанием, а также водным путем (кроме моря). При этом допустимое число перегрузок устройств не должно быть менее 4.

14.5 Требования к электрической прочности изоляции

1. Аппаратура РЗА по прочности электрической изоляции должна удовлетворять требованиям ГОСТ 30328-95 (МЭК 255-5-77).

Испытания изоляции должны включать:

- измерение сопротивления изоляции;
- испытания электрической прочности;
- испытания импульсным напряжением.

Климатические условия проведения испытаний должны быть следующими:

- температура окружающей среды от 15 до 30°C;
- относительная влажность от 45 до 75 %;
- атмосферное давление от 86,0 до 106,0 кПа.

Испытания должны проводиться на ненагретом устройстве.

2. Измерение сопротивления изоляции

Сопротивление изоляции между каждой независимой цепью (гальванически не связанной с другими цепями) и корпусом, соединенным со всеми остальными независимыми цепями, должно быть не менее 100 МОм при напряжении постоянного тока 500 В.

К независимым цепям устройства МП РЗА должны быть отнесены:

входные цепи от измерительных трансформаторов тока;

входные цепи от измерительных трансформаторов напряжения;

входные цепи питания от сети оперативного тока;

входные цепи контактов реле других устройств;

выходные цепи контактов выходных реле устройства;

цепи цифровых связей с внешними устройствами с номинальным напряжением не более 60 В, гальванически не связанные с входными, выходными и внутренними цепями;

внутренние измерительные и логические цепи устройства с номинальным напряжением не более 60 В, гальванически не связанные с входными, выходными цепями и цепями цифровых связей.

3. Испытания электрической прочности

Электрическая изоляция каждой из входных или выходных независимых цепей устройства по отношению ко всем остальным независимым цепям и корпусу должна выдерживать без повреждений испытательное напряжение действующим значением 2,0 кВ частоты 50 Гц в течение 1 мин.

Электрическая изоляция внутренних измерительных и логических цепей, а также цепей цифровых связей с внешними устройствами с номинальным напряжением не более 60 В (гальванически не связанных с другими независимыми цепями) относительно корпуса и других независимых цепей должна выдерживать без повреждений испытательное напряжение действующим значением 0,5 кВ частоты 50 Гц в течение 1 мин.

4. Испытания импульсным напряжением

Электрическая изоляция каждой из входных и выходных цепей устройства по отношению к корпусу и другим независимым цепям должна выдерживать без повреждений три положительных и три отрицательных импульса испытательного напряжения следующих параметров:

амплитуда — 5,0 кВ с допустимым отклонением 10 %;

длительность переднего фронта — 1,2 мкс ± 30 %;

длительность полуспада заднего фронта — 50 мкс ± 20 %;

длительность интервала между импульсами — не менее 5 с.

Электрическая изоляция внутренних измерительных и логических цепей, цепей цифровых связей с внешними устройствами с номинальным напряжением не более 60 В (гальванически не связанных с входными, выходными и внутренними цепями) относительно корпуса, соединенного с другими независимыми цепями, должна выдерживать без повреждений три

положительных и три отрицательных импульса испытательного напряжения, имеющих следующие параметры:

- амплитуда — 1,0 кВ с допустимым отклонением 10 %;
- длительность переднего фронта — 1,2 мкс ± 30 %;
- длительность полуспада заднего фронта — 50 мкс ± 20 %;
- длительность интервала между импульсами — не менее 5 с.

14.6 Требования к помехозащищенности

Устройства МП РЗА по устойчивости к внешним и внутренним помехам должны соответствовать требованиям ГОСТ 29280-92.

При испытаниях на помехоустойчивость должен применяться критерий А качества функционирования аппаратуры, т.е. должно обеспечиваться нормальное функционирование без сбоев.

Испытания должны проводиться при поданном оперативном напряжении с приложением испытательных воздействий по 3 или 4-му классу.

Устройства МП РЗА должны подвергаться следующим видам испытаний на помехоустойчивость:

1. Испытания на устойчивость к затухающим колебаниям частотой 0,1-1,0 МГц (степень жесткости 3) с амплитудой первого импульса испытательного напряжения 2,5 кВ (при продольной схеме подключения испытательного устройства) и 1,0 кВ (при поперечной схеме подключения).

Испытательное напряжение должно прикладываться между каждой независимой цепью и корпусом, соединенным со всеми другими независимыми цепями.

При поперечной схеме подключения испытываются только входные цепи трансформаторов тока и напряжения.

2. Испытания на устойчивость к наносекундным импульсным помехам в соответствии с требованиями ГОСТ 29156-91 (степень жесткости 4): с амплитудой испытательных импульсов 4 кВ для входных цепей питания 220 В, 2 кВ — для всех остальных независимых цепей.

3. Испытания на устойчивость к электростатическим помехам в соответствии с требованиями ГОСТ 29191-91 с испытательным напряжением импульса разрядного тока (степень жесткости 3):

- при воздушном разряде — 8 кВ;
- при контактном разряде — 6 кВ.

Разряды должны производиться на поверхность аппаратуры РЗА и на те точки ее, которые доступны обслуживающему персоналу.

4. Испытания на устойчивость к магнитному полю промышленной частоты в соответствии с требованиями стандарта МЭК 1000-4-8-93. Испытательное воздействие — магнитное поле напряженностью 30 А/м (степень жесткости 4).

Аппаратура должна подвергаться испытаниям в тех конструкциях (экраны, оболочки), в которых будет эксплуатироваться.

5. Испытания на устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю в соответствии с требованиями стандарта МЭК 801-3-84. Испытательное воздействие — излучаемое электромагнитное поле с напряженностью 10 В/м (степень жесткости 3).

6. Испытания на устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии (импульсам напряжения/тока длительностью 1/50 и 6,4/16 мкс соответственно) в соответствии с требованиями стандарта МЭК 255-22-1-88. Амплитуда напряжения испытательного импульса (степень жесткости 4) — 4 кВ для входных цепей тока и напряжения, подключенных к установленным на подстанции высокого напряжения трансформаторам тока и напряжения.

7. Испытания на устойчивость к кондуктивным низкочастотным помехам из-за провалов напряжения питания, кратковременных перерывов и несимметрии питающего напряжения.

Параметры испытательного воздействия: значение изменения напряжения не менее $0,5 U_{ном}$ при длительности провала 0,5 с, длительность перерывов напряжения не менее 100 мс.

Испытаниям подвергаются входные цепи питания устройств МП РЗА. При испытаниях устройств, работающих на выпрямленном оперативном токе и получающих энергию от трехфазного источника, необходимо воздействовать провалами и перерывами напряжения на три фазы одновременно, затем на две фазы и на одну фазу.

8. Испытания на устойчивость к импульсному магнитному полю, возникающему в результате молниевых разрядов или коротких замыканий в первичной сети, в соответствии с требованиями стандарта МЭК 1000-4-9-93. Параметры испытательного воздействия (степень жесткости 4) — магнитное поле с напряженностью 300 А/м.

14.7 Требования к условиям питания оперативным током

1. Электропитание устройств МП РЗА должно производиться от сети оперативного постоянного тока с аккумуляторной батареей или от сети выпрямленного оперативного тока.

2. Устройства МП РЗА должны иметь защиту от подачи напряжения питания обратной полярности.

3. Устройства МП РЗА не должны давать сбои, выходить из строя или ложно срабатывать при подключении и (или) отключении источника питания.

4. Устройства МП РЗА должны сохранять работоспособность, заданные параметры и программы действия после перерывов питания любой длительности с последующим восстановлением.

14.8 Требования при использовании сети оперативного постоянного тока с аккумуляторной батареей

5. Характеристика первичной сети питания при использовании аккумуляторной батареи:

Номинальное напряжение				±220 В
Допустимые длительные отклонения напряжения				+10%, - 20%
Эксплуатационный уровень сопротивления изоляции				0,1-0,5 МОм
Минимальный длительный уровень сопротивления изоляции				20 кОм
Распределенная емкость сети оперативного постоянного тока относительно "земли"				5-50 мкФ

6. Устройства МП РЗА должны сохранять заданные функции без изменения параметров и характеристик срабатывания:

- при перерывах питания длительностью до 0,5 с;
- при значении пульсации в напряжении питания 12%.

14.9 Требования при использовании сети выпрямленного оперативного тока

7. Характеристика первичной сети питания при использовании выпрямителя, получающего энергию от трехфазной или однофазной сети переменного тока:

Номинальное напряжение				380 или 220 В
Допустимые длительные отклонения напряжения				+10%, - 15%
Число фаз				3 или 1
Частота				50 Гц
Допустимые длительные отклонения частоты				±0,5 Гц

8. Устройства МП РЗА должны сохранять заданные функции без изменения параметров и характеристик срабатывания:

- при изменении частоты питающей сети на ± 5 Гц;
- при несимметрии питающего трехфазного напряжения до 20%;
- при снижениях напряжения питания до $0,45 U_{ном}$ длительностью до 1,5 с;
- при перерывах питания длительностью до 0,5 с;
- при значении пульсации в напряжении питания 12%.

14.10 Требования к конструктивному исполнению

Для устройств МП РЗА должны применяться стандартные широко принятые конструктивы (например, кассеты, модули, блоки конструктива "Евростандарт").

Степень защиты персонала от соприкосновения с токоведущими частями устройства, находящимися под оболочкой (кроме входных и выходных зажимов для подключения проводников), а также от проникновения и отложения пыли должна быть не менее IP5X для всех устройств МП РЗА.

Предотвращение попадания воды в устройства МП РЗА должно обеспечиваться защитной оболочкой устройства и дополнительно защитной оболочкой каркаса, в который необходимо встроить устройство МП РЗА и обеспечить защиту для обычно встречающихся условий — IPX4.

Степень защиты устройств МП РЗА от проникновения воды должна быть не менее IPX4 (по ГОСТ 14254-80).

14.11 Требования к электробезопасности

Требования к электробезопасности должны соответствовать нормам ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.6-75 и ГОСТ 12.2.007.7-75.

1. По способу защиты человека устройства МП РЗА должны относиться к классу 01 (ГОСТ 12.2.007.0-75, п. 2.1).

2. Уровень расположения органов регулирования уставок, а также приборов, по которым может производиться отсчет параметров, должен находиться в пределах, оговоренных в пп. 3.4.10-3.4.14 ГОСТ 12.2.007.0-75.

3. Сопротивление изоляции цепей в пределах одного устройства должно быть не менее 100 МОм.

4. Все контактные вводы (выводы) устройства РЗА, имеющие напряжения свыше 36 В, должны быть защищены от случайного прикосновения.

5. Устройства должны иметь болт для подключения защитного заземления по ГОСТ 12.1.030-81 к общему контуру заземления.

6. Непрерывность защитного заземления — по ГОСТ 12.2.007.7-75. При этом электрическое сопротивление, измеренное между болтом для заземления и любой его металлической частью, подлежащей заземлению, не должно превышать 0,1 Ом.

14.12 Требование к пожаробезопасности

Требования к пожаробезопасности должны соответствовать нормам ГОСТ 12.1.004-89 и ГОСТ 12.2.007.0-75.

Пожаробезопасность должна быть обеспечена:

исключением использования легковоспламеняющихся материалов;

применением средств защиты для отключения в аварийном режиме работы (перегрев, короткое замыкание и др.).

14.13 Требования к техническому обслуживанию

В настоящее время виды технического обслуживания устройств РЗА, программы и периодичность их проведения, а также объемы технического обслуживания типовых панелей защит и автоматики релейной аппаратуры регламентированы требованиями РД 34.35.613-89 и РД 34.35.617-89 (далее - Правила).

Требования к техническому обслуживанию устройств МП РЗА (объемы, периодичность, методы обслуживания) определяются изготовителем и включаются в ТЗ и ТУ на каждое устройство МП РЗА, а также указываются в инструкции по эксплуатации для потребителя.

Устройства МП РЗА должны подвергаться следующим видам технического обслуживания.

14.14 Проверка при новом включении.

Проверка устройств РЗА (в том числе вторичных цепей, измерительных трансформаторов, элементов приводов коммутационных аппаратов) проводится при новом включении защищаемого электрооборудования (или после реконструкции действующего) для оценки исправности аппаратуры и вторичных цепей, правильности схем соединений, настройки заданных параметров защиты, работоспособности устройств РЗА в целом.

Программа работ при новом включении устройств МП РЗА принимается в соответствии с действующими Правилами.

14.15 Внеочередная проверка.

Внеочередная проверка проводится при частичном изменении схем, состава устройства, при замене отдельных элементов или при реконструкции устройств РЗА, при необходимости проверки и (или) изменения уставок или характеристик защиты.

14.16 Послеаварийная проверка.

Послеаварийная проверка проводится для выяснения причин отказов функционирования или неясных действий устройств РЗА.

14.17 Периодическая проверка.

Периодическая проверка проводится для оценки исправности аппаратуры и вторичных цепей (в том числе измерительных трансформаторов, элементов приводов коммутационных аппаратов), работоспособности устройств РЗА в целом.

Объем, периодичность и программа периодической проверки устройства МП РЗА должны быть указаны в технической документации (ТЗ, ТУ, ТО, ИЭ).

Объем и программа периодической проверки вторичных цепей и работоспособности в целом устройств МП РЗА должны соответствовать требованиям действующих Правил для вида технического обслуживания "Профилактическое восстановление".

Цикл периодической проверки должен быть не менее четырех лет (конкретные значения указываются в ТЗ на МП РЗА и уточняются по результатам опыта эксплуатации).

14.18 Требования к ремонту и ремонтпригодности

Устройства МП РЗА должны быть восстанавливаемыми и ремонтпригодными.

Восстановление работоспособности устройств МП РЗА должно предусматриваться непосредственно на месте эксплуатации. Способ восстановления работоспособности должен быть оговорен в ТЗ на конкретные устройства.

Для обеспечения ремонтпригодности МП устройств схемно-конструктивные решения должны предусматривать:

модульность конструкции с возможностью замены неисправного сменного элемента (печатной платы, субблока, модуля, трансформатора, блока зажимов и т.п.);

систему непрерывной диагностики устройства с сообщением о неисправности и информацией о характере отказа (код неисправности) и о месте отказа (тип неисправного модуля).

Ремонт электронных компонентов неисправных устройств МП РЗА должен, как правило, производиться обезличенным способом в сервисной службе, созданной предприятием-поставщиком устройства.

Для каждого объекта, на котором эксплуатируются МП РЗА, поставщиком должно быть определено количество запасных сменных элементов разных типов (в соответствии с установленным количеством устройств), необходимых для замены в эксплуатирующихся устройствах МП РЗА в течение двух лет.

15. ОФОРМЛЕНИЕ ОПЕРАТИВНОЙ ЗАЯВКИ

1. На все работы по техническому обслуживанию и испытаниям устройств РЗА действующих электроустановок оформляются оперативные заявки.

2. Монтажно-наладочные работы на новых устройствах РЗА, расположенных в непосредственной близости к действующим устройствам, могут выполняться без заявок при условии, что новые устройства РЗА полностью отключены от действующих вспомогательных цепей и сам

характер работ не может повлечь за собой неправильные действия устройств РЗА.

Производство монтажных и других видов работ на релейных щитах, могущих вызвать неправильные действия устройств РЗА, должно оформляться заявками на вывод соответствующих устройств или при необходимости на отключение первичного оборудования (ВЛ).

Для ввода в действие новых устройств РЗА при необходимости их подключения к действующим вспомогательным цепям это должно оформляться заявкой, в которой должны быть предусмотрены необходимые операции с другими устройствами РЗА, находящимися в действии, и содержаться указания о вводе нового устройства РЗА по отдельной заявке.

Ввод в работу новых устройств РЗА на действующем оборудовании должен оформляться соответствующими плановыми заявками. Допускается оформление одной заявкой ввод нескольких устройств РЗА с указанием очередности ввода каждого устройства.

Ввод в работу нового устройства РЗА может быть совмещен с работами по подключению этого устройства РЗА к действующим вспомогательным цепям, его проверкой под нагрузкой и на ВЧ канале. В этом случае в заявке должны быть указаны основные этапы работы и необходимые мероприятия, проводимые на действующих устройствах РЗА на каждом этапе работы.

При вводе в работу нового оборудования отдельных заявок на ввод в действие устройств РЗА этого оборудования не требуется. Операции с новыми устройствами РЗА включаются в общую программу по включению нового оборудования. При этом срок производства работ определяется сроком действия общей заявки на производство работ по данной программе. После включения оборудования под нагрузку и истечения срока действия заявки на работу по программе дальнейшее производство работ по вводу новых устройств РЗА должно оформляться отдельными заявками.

3. Производство работ в цепях устройств РЗА, требующих отключения первичного оборудования, должно оформляться как заявка на вывод оборудования в ремонт. В заявке должны быть оговорены объем и порядок переключения при отключении оборудования (переключения по программам типовых операций, отключений выключателей без разборки их схемы и т.п.).

4. Оперативные заявки должны оформляться независимо от того, включена ли данная работа в утвержденный план или на ее проведение имеются указания руководства или вышестоящих организаций.

5. Заявки делятся на следующие виды:

а) плановые - подаются на работы, выполняемые в соответствии с графиками технического обслуживания устройств РЗА;

б) неплановые - подаются на работы, необходимость проведения которых возникла в процессе эксплуатации, например, для изменения уставок и внесения изменений в схемы согласно указаниям вышестоящих служб РЗА, направленных на улучшение параметров устройств РЗА;

в) неотложные - подаются на работы, не являющиеся аварийными, но которые необходимо выполнить для предотвращения возможных аварийных

отключений” а также для выявления причин отказов, излишней работы или неясных случаев срабатывания устройств РЗА, для выявления и устранения причин действия предупредительной сигнализации о неисправности аппаратуры, отклонения от нормы контролируемых параметров и др.;

г) аварийные - подаются на работы, которые требуют срочного отключения устройств РЗА в целях устранения возникших неисправностей и восстановления работоспособности устройств РЗА.

6. Заявки подаются в порядке и в сроки, определяемые действующими Положениями о порядке подачи прохождения и проработки оперативных заявок на производство работ, разрабатываемыми ЦДУ ЕЭС СССР, соответствующими территориальными ОДУ, энергосистемами, электрическими сетями и электростанциями, в диспетчерскую службу, в оперативном управлении которой находится соответствующее устройство РЗА.

7. На работы в устройствах РЗА, которые находятся в оперативном ведении и управлении дежурного подстанции, начальника смены электростанции, диспетчера электрической сети, оформляется местная заявка. Порядок оформления и подачи местной заявки определяется руководством электростанции и электрических сетей.

8. В отдельных, не терпящих отлагательства, случаях оперативные заявки на неотложные аварийные работы могут подаваться в любое время суток непосредственно дежурному диспетчеру, в управлении или ведении которого находится устройство РЗА, на котором необходимо провести работы. Дежурный диспетчер имеет право разрешить заявку лишь в пределах своей смены. Разрешение на более длительный срок должно быть дано главным диспетчером (начальником диспетчерской службы) энергопредприятия, энергосистемы, ОДУ, ЦДУ ЕЭС СССР.

9. Оперативная заявка на работы в устройствах РЗА и во вспомогательных цепях подготавливается персоналом СРЗА (ЭТЛ) при обязательном участии ответственного исполнителя этой работы. Исключение может допускаться только для заявок на проведение аварийных работ.

10. Заявка должна быть тщательно подготовлена, при ее составлении должны быть предусмотрены меры по:

а) обеспечению полноценной защиты оборудования линий электропередачи другими устройствами РЗА от всех видов повреждений, удовлетворяющей требованиям быстрого действия, чувствительности и, по возможности, селективности. Если это условие не выполняется, должна быть осуществлена временная защита или присоединение должно быть отключено;

б) предотвращению возможности ошибочного отключения работающего оборудования и линии электропередачи при проведении работы;

в) исключению нарушения режима работы и обеспечению резервного питания потребителей или проведению других мероприятий при ошибочном отключении присоединения в связи с проводимыми работами по заявке;

г) обеспечению режима работы электрооборудования и линий электропередачи, необходимого для проверки устройства РЗА токами нагрузки. Для этого следует предварительно по предполагаемым значениям перетоков активной и реактивной мощности определить ориентировочное значение и фазу вектора вторичного тока и поведение проверяемого устройства РЗА.

11. В содержании подготовленной заявки должны быть указаны:

а) операции с устройствами РЗА в процессе выполнения работ. Если имеется программа или специальное указание на проведение работы, прикладываемые к заявке, то порядок операции с устройствами РЗА в заявке не указывается, а дается лишь ссылка на эту программу или указание, на их номер и дату.

При их отсутствии в заявке должен быть приведен перечень мер, предотвращающих непредусмотренные воздействия на оборудование (как работавшее, так и выведенное в ремонт) и на цепи других устройств РЗА ;

б) время аварийной готовности ввода устройства РЗА в работу;

в) все другие условия проведения работы по заявке.

Если при проведении работ по заявке могут возникнуть непредусмотренные нарушения быстродействия, чувствительности (в том числе резервирования смежных участков), селективности или снижение надежности работы, а также опасность ошибочного отключения, то все это должно оговариваться в заявке.

15.1 Подготовка к проведению работы

1. К любым работам по разрешенной заявке и оформленным в соответствии с правилами техники безопасности нарядами или распоряжениями можно приступать только по разрешению диспетчера, в управлении которого находится данное устройство РЗА, полученному непосредственно перед началом работ. Перед выдачей такого разрешения диспетчер и перед обращением за получением его дежурный должны проверить, не возникли ли какие-либо причины, препятствующие проведению работ в сроки и в условиях, указанных в разрешенной заявке.

2. До начала допуска для работы по заявке персонал, допускаемый к работе, обязан:

а) подготовить необходимую для проведения работы документацию на устройство РЗА (паспорта-протоколы, принципиальные и монтажные схемы, техническое описание и инструкции по эксплуатации, методические указания или инструкции по техническому обслуживанию, рабочие журналы и в случае необходимости письма и пояснительные записки по уставкам;

б) записать в рабочем журнале маркировку цепей, которые должны быть отключены при выводе устройств РЗА из работы, с указанием номеров выводов, аппаратов, реле и пр. Для этой цели удобно составлять таблицы, в которых отмечаются все выполняемые в цепях устройств РЗА операции как при выводе их из работы, так и при вводе в работу. При использовании

типовых программ необходимо произвести сверху отключаемых цепей, указанных в типовой программе, с исполнительными схемами для исключения ошибок в случае ранее выполненной реконструкции схем устройств РЗА,

в) подготовить необходимые приборы, испытательную аппаратуру и все необходимое для сборки схемы для проведения проверок устройств РЗА;

г) подготовить необходимый инструмент и приспособления для удобного и безопасного проведения работ;

д) обеспечить освещенность рабочего места.

3. Подготовка к проведению работы по заявке на устройствах РЗА производится как оперативным персоналом в части переключающих устройств, которыми ему разрешено выполнять операции (испытательные блоки, накладки, переключатели, автоматы и т.п.), так и персоналом СРЗА (ЭТЛ), допускаемым к производству работы, в части отсоединения цепей, аппаратов, реле и т.п.

4. После получения разрешения диспетчера на допуск к работе по заявке, которое должно быть получено непосредственно перед началом работ, оперативный персонал должен выполнить следующее:

а) выяснить, имеются ли какие-либо дополнительные ограничения по проведению работы в соответствии с указаниями вышестоящих оперативных служб при разрешении заявки, оценить их с оперативной точки зрения применительно к текущему режиму работы электростанции (подстанции);

б) выполнить необходимые отключения и включения первичного оборудования (при этих операциях присутствие персонала, допускаемого к работе, не является обязательным);

в) провести инструктаж бригады, которая будет производить работы, в том числе производителя работы по заявке, обязательно указав, какое время отведено при разрешении заявки на выполнение работы и какие дополнительные условия и ограничения должны выполняться при этом;

г) отключить (вывести из работы) накладками, ключами, предохранителями, испытательными блоками (если оперативный персонал имеет право ими оперировать и т.п. устройства РЗА, указанные в заявке, для проведения работы);

д) закрыть изолирующими шторками или оградить панели (или их отдельные части) устройств РЗА, находящиеся рядом с теми, на которых будут проводиться работы по заявке. Панели должны закрываться как с лицевой, так и с задней сторон. Там где отсутствует техническая возможность выполнить закрытие части устройств РЗА, остающихся в работе, шторками или ограждениями, допускается это требование не выполнять, но работать следует с особой тщательностью и повышенной осторожностью;

е) выполнить все мероприятия в соответствии с требованиями ПТБ;

ж) произвести допуск к работе бригады в соответствии с нарядом или распоряжением на проведение работы по заявке.

5. Во время допуска руководитель (если он назначен) и производитель работ должны выяснить у допускающего, какие меры приняты при подготовке рабочих мест, и проверить эту подготовку личным осмотром в пределах рабочих мест. Они должны убедиться в:

а) соответствии первичной схемы соединений условиям производства работ по положению коммутационной аппаратуры. При допуске к работе в открытых и закрытых распределительных устройствах коммутационная аппаратура должна быть осмотрена на месте. При проведении работы в релейных залах и на щитах управления проверка первичной схемы соединений производится по положению сигнальных устройств, сигнальным лампам и показаниям измерительных приборов;

б) правильности положения отключающих устройств в цепях РЗА, которыми оперировал оперативный персонал. Положение отключающих устройств должно соответствовать условиям разрешенной заявки. Обязательный контроль со стороны персонала СРЗА не снимает полноты ответственности оперативного персонала за правильность положения переключающих устройств, которыми ему разрешено выполнять операции;

в) выполнении всех остальных требований разрешенной заявки на проведение данной работы;

г) достаточности ограждений места работы, соседних панелей рядов выводов остающихся в работе реле и другой аппаратуры, выполненных согласно п.2.3.4, д.

6. После допуска к работе оперативным персоналом производитель работы из персонала СРЗА энергопредприятия должен приступить к дальнейшей подготовке рабочего места для проведения работы по заявке. При этом, а также в процессе проведения работы производителю работ и членам бригады, производящим работу, запрещается без разрешения оперативного персонала выполнять какие-либо работы на любом другом действующем оборудовании, кроме того, куда был произведен допуск к работе.

Подготовка рабочего места персоналом СРЗА энергопредприятия заключается в отсоединении устройств РЗА, на которых должны производиться работы по заявке. Отсоединение необходимо производить, как правило, мостиками измерительных зажимов или отключением и изолированием проводников на рядах зажимов с соблюдением мер предосторожности, исключающих возможность ошибочного отключения или включения выключателей, нарушения исправности цепей напряжения, тока, оперативных и пр. Такими мерами являются:

а) предварительное отключение устройств РЗА ключами, накладками (отключающими устройствами), рубильниками, автоматическими выключателями и предохранителями, выполняемое оперативным персоналом при подготовке рабочего места, согласно п.2.3.4. При необходимости производителем работ выполняются дополнительные отключения снятием крышек испытательных блоков, штекеров специальных размеров, разъемов,

ключами и предохранителями, не находящимися в управлении оперативного персонала;

б) применение специального изолированного инструмента;

в) тщательный контроль вторым лицом, входящим в состав бригады, за правильностью отсоединения по предварительно составленным программам и таблицам.

7. При выводе из работы устройств РЗА для производства работ на них рекомендуется следующая очередность отсоединения цепей (этот же порядок должен быть отражен и в программе):

а) размыкаются путем отсоединения выходные цепи, через которые может произойти непосредственное отключение и включение выключателей, отделителей, короткозамыкателей, АГП, посадка стопорных клапанов турбины, воздействия на ЭЧСР, другие непредусмотренные воздействия, изменяющие режимы работы энергетического оборудования, а также те цепи, через которые указанные воздействия могут произойти косвенно (УРОВ, АПВ, устройства телеотключения, противоаварийной автоматики, пожаротушения и т.п.). Указанные цепи должны быть не только отсоединены, но и надежно изолированы;

б) отключаются цепи оперативного напряжения;

в) отсоединяются цепи тока без размыкания остающихся в работе цепей. На время переключений в указанных цепях, если подключенные к ним другие устройства РЗА, остающиеся в работе, могут сработать ложно от несимметрии, и это оговорено в программе (заявке), они должны быть временно выведены оперативным персоналом. Перед их обратным вводом в работу следует проверить исправность цепей тока остающихся в работе устройств РЗА.

Устройства РЗА, которые соединены по цепям тока с отключаемым устройством РЗА для производства работ внутри панели и не могут быть отсоединены от него с помощью испытательных блоков или на рядах выводов, должны быть выведены накладками на все время работы, и их действующие цепи (отключения, включения, напряжения, оперативного тока и пр.) должны быть по возможности закрыты изолирующими шторками;

г) отключаются и изолируются цепи напряжения. Оперативный персонал должен быть предупрежден о производимых отключениях цепей напряжения для принятия мер в случае возможного короткого замыкания в этих цепях и необходимости быстрого включения автоматических выключателей или замены предохранителей. На устройствах РЗА без отсоединения и изолирования действующих цепей напряжения производить работы запрещается, за исключением проверок рабочим током и напряжением и измерений напряжения;

д) отсоединяются другие цепи, связывающие проверяемые устройства РЗА с другими устройствами, если это необходимо по условиям производства работ. К таким цепям относятся: цепи сигнализации, пуска осциллографов и фиксирующих приборов, связи с ЭВМ и т.п., цепи других устройств РЗА, воздействующих на проверяемое устройство, и т.п.

8. В рабочей тетради или в программе должны делаться отметки обо всех произведенных отсоединениях цепей.

9. При невозможности выполнения мероприятий, указанных в п.2.3.7, работа на устройствах РЗА должна производиться либо при отключенных выключателях, на которые может подействовать устройство РЗА, либо по заявке, в которой предусматриваются возможность ошибочного отключения (включения) выключателей и мероприятия для их быстрого обратного включения.

15.2 Подготовка устройств РЗА к включению в работу

1. После окончания проверки устройства РЗА от посторонних источников тока производится их проверка (током нагрузки и рабочим напряжением) методами, указанными в п.3.12, а также в инструкциях и методических указаниях по проверкам отдельных устройств РЗА.

Для такой проверки в устройство РЗА подается переменный ток от трансформаторов тока и напряжение от трансформаторов напряжения, а также оперативное напряжение в случаях, когда оно необходимо для питания измерительных органов или индикации их срабатывания.

При работах в цепях тока (в том числе при проверке устройства током нагрузки) должны быть выведены из работы устройства РЗА, указанные в п.2.3.7, в.

Все переключения в цепях тока и напряжения при проверках рабочим током и напряжением должны производиться с особой осторожностью.

Анализ поведения устройств РЗА при проверке рабочим током и напряжением должен производиться в соответствии с п.3.12, а также согласно инструкциям и методическим указаниям по проверке отдельных устройств РЗА сразу же после снятия векторных диаграмм и проведения необходимых имитаций.

2. По окончании проверки рабочим током и напряжением производится соединение всех цепей, отсоединявшихся ранее в соответствии с п.2.3.7, в порядке, указанном в п.2.5.3, в-е.

Обо всех соединениях делается отметка в рабочей тетради или программе против отметки, выполнявшейся при отсоединении. Такой порядок обеспечивает соединение всех отсоединявшихся ранее цепей.

По окончании соединения цепей измеряются напряжения от трансформатора напряжения на устройстве РЗА во всех цепях, на которых производились работы, токи в фазном и нулевом проводах цепей тока. После проверки рабочим током и напряжением производить какие-либо работы в токовых цепях, в цепях трансформаторов напряжения и в измерительных органах устройства РЗА запрещается.

3. При работах на устройствах РЗА действующего электрооборудования работу по присоединению цепей рекомендуется производить в следующем порядке:

а) цепи напряжения;

б) цепи тока. При этом должны быть выведены из работы все остальные устройства РЗА, которые могут сработать ложно от несимметрии, подключенные к этим цепям тока и остававшиеся ранее в работе. Обратное включение в работу этих устройств РЗА производится после окончания проверки током нагрузки и рабочим напряжением проверяемого устройства и проверки обтекания цепи тока остальных устройств током нагрузки. После этого производится проверка током нагрузки и рабочим напряжением проверяемого и всех других устройств РЗА, подключенных к общим с ним цепям тока. При необходимости подключить цепи оперативного напряжения к устройствам РЗА перед проверкой током нагрузки и рабочим напряжением;

в) цепи оперативного напряжения.

После этого проверяется положение реле на панели. Если положение реле правильное, работа выполняется дальше;

г) цепи сигнализации;

д) цепи связей данного устройства РЗА с другими устройствами РЗА;

е) цепи отключения и включения коммутационных аппаратов.

4. На подготовленном к включению в работу устройстве РЗА запрещается даже на короткий срок оставлять разрывы в каких-либо цепях на мостиках рядов выводов за исключением случаев, когда эти разрывы предусмотрены схемой устройства для установления определенного режима работы. При необходимости оставить какую-либо цепь временно разомкнутой следует выполнить ее разрыв вне рядов выводов, например, накладкой или вынув крышку испытательного блока.

5. После полного окончания всех работ необходимо проверить отсутствие "плюса" оперативного напряжения на накладках в цепях отключения и включения коммутационных аппаратов, связей устройств РЗА с другими устройствами.

6. После присоединения связей с другими устройствами РЗА, отключающих цепей и их опробования на устройстве РЗА не должны выполняться какие бы то ни было работы, за исключением оперативного обслуживания.

15.3 Приемка устройств РЗА и включение их в работу

1. Если проводились пусконаладочные работы на вновь вводимых, расширяемых или реконструируемых энергообъектах наладочной организацией, то после окончания (или в процессе проведения) работ должна быть проведена приемка устройств РЗА эксплуатирующей организацией.

Приемка производится представителем СРЗА (ЭТЛ), за которым закрепляется вновь вводимое устройство РЗА, или другим лицом, допущенным к самостоятельной проверке этого типа устройств РЗА, назначаемым руководством СРЗА (ЭТИ). Приемка производится с участием представителя наладочной организации, проводившего наладку. В процессе приемки принимающий должен проверить, чтобы наладочные работы были выполнены с необходимым качеством и в объеме, не меньшем регламентированного объема проверок при новом включении действующими

правилами технического обслуживания устройств РЗА или согласно предусмотренной программе, и исполнительные схемы устройств РЗА соответствовали проектным принципиальным схемам с учетом выполненных в установленном порядке корректировок. При проведении приемки производится внешний осмотр, при необходимости выборочная проверка отдельных элементов устройств, проверка временных характеристик устройства РЗА в полной схеме, проверка взаимодействия с другими устройствами РЗА и коммутационными аппаратами, проверки устройств РЗА, расположенных на разных объектах, проверки устройств РЗА первичным током и напряжением. Для проведения работ представляется техническая документация согласно п.2.7.3.

2. Ввод в работу новых устройств РЗА, не бывших в эксплуатации, может производиться лишь при наличии разрешенной заявки на их включение.

Перед их вводом в работу производитель работ представитель СРЗА (ЭТЛ) должен подробно проинструктировать оперативный персонал с демонстрацией (имитацией) на месте операций, предусмотренных инструкцией по оперативному обслуживанию устройства РЗА. Инструктаж проводится для одной работавшей смены оперативного персонала. Остальным сменам инструктаж передается старший оперативным лицом при сдаче-приемке дежурства. Оперативный персонал подстанций без постоянного дежурства для получения инструктажа должен прибыть на подстанцию. Без проведения инструктажа оперативного персонала включение в работу устройств РЗА не должно допускаться. Аналогичный инструктаж производится после реконструкции устройства РЗА, повлекшей изменение порядка его обслуживания оперативным персоналом.

3. По окончании работ проводивший их производитель должен сделать запись в журнале релейной защиты на щите управления о проведенной работе, состоянии устройства РЗА и его готовности к включению в работу.

Если проводились пусконаладочные работы, то запись в журнале релейной защита делают ответственные исполнители наладочной организации и службы РЗА, принявшей в эксплуатацию устройство РЗА.

Запрещается ввод в работу устройств РЗА при отсутствии записи в журнале релейной защиты, указывающей на возможность такого включения.

4. После ознакомления с записью в журнале релейной защиты на щите управления оперативный персонал производит тщательный осмотр сдаваемого устройства РЗА во всех местах, где производились работы. При этом следует обратить внимание на:

- а) состояние рядов зажимов;
- б) общее состояние монтажа и отсутствие отсоединенных изолированных проводов, наличие необходимых надписей, наличие таблиц положений переключающих устройств для используемых режимов;
- в) положения указательных реле, накладок, ключей, рубильников, кнопок, крышек испытательных блоков, разъемов и т.п.;

г) наличие и исправность сигнальных ламп и соответствие их состояния режиму;

д) показания измерительных приборов высокочастотных аппаратов, контрольных устройств и т.п.

15.4 Требования к оформлению технической документации

1. Исполнительные схемы, по которым производятся работы, должны быть выверены и полностью соответствовать фактически выполненному монтажу устройства РЗА. Все отсоединенные цепи и выводы, на которых не включены контактные мостики или перемычки, должны быть четко указаны в схемах. Исполнительная схема должна содержать надпись "Схема исполнительная" и быть подписана ответственным лицом службы РЗА (ЭТЛ), осуществляющей эксплуатацию устройства РЗА.

Исполнительными схемами являются откорректированные при монтаже и наладке принципиальные схемы и схемы соединений (монтажные схемы) или выполненные на их базе развернутые принципиальные и монтажные схемы. Для сложных комплектных устройств РЗА в качестве исполнительных схем, кроме указанных выше, используются откорректированные схемы технических описаний завода-изготовителя.

Исполнительные схемы должны соответствовать проектным (или заданным вышестоящей службой РЗА). Если в этих схемах имеются отличия от проектных, то в примечаниях должно быть разъяснено, почему и кем эти отличия внесены, и дана ссылка на документ (акт технического решения, письмо вышестоящей организации, циркуляр и др.).

Принципиальные схемы устройств РЗА до начала наладочных работ согласовываются со службой РЗА той ступени управления, к которой относится устройство РЗА (по оперативному управлению, в соответствии с диспетчерской подчиненностью). На схемах должна быть надпись "Согласовано" и подпись ответственного лица службы РЗА.

Исполнительные принципиальные схемы устройств РЗА должны высылаться в службу РЗА энергосистемы (или службу РЗА территориального ОДУ ЦДУ).

2. Инструкции по обслуживанию вводимых устройств РЗА должны быть подготовлены и утверждены главным инженером (главным диспетчером) энергопредприятия перед вводом в работу устройств РЗА. Также должны быть подготовлены таблицы положений переключающих устройств для используемых режимов.

3. Если работы производились наладочной организацией, то для проведения приемки она представляет:

а) протоколы наладки устройств РЗА, оформленные в соответствии с действующими формами протоколов. Допускается также применение вместо протоколов наладки паспортов-протоколов, разработанных энергосистемами в соответствии с действующими формами протоколов.

Если отсутствуют действующие формы протоколов на вводимое устройство, то временно, до разработки типовой формы протоколов,

допускается применение протоколов, разработанных наладочной организацией.

Для тех устройств РЗА, окончательная приемка которых производится в процессе проведения завершающих этапов наладочных работ (проверки взаимодействия с другими устройствами РЗА и коммутационными аппаратами, проверка рабочим током и напряжением и т.д.), протоколы временно передаются лицу, осуществляющему приемку, на период проведения предварительной приемки без оформления в них результатов завершающих этапов проверок. Окончательное оформление и передача эксплуатационному персоналу этих протоколов производится в двухмесячный срок после полного окончания работ;

б) скорректированные исполнительные схемы.

4. Если производится реконструкция устройства РЗА, то после окончания монтажных работ должны быть составлены точные исполнительные схемы этого устройства либо откорректированы проектные схемы в соответствии с внесенными при монтаже изменениями.

5. Если в процессе реконструкции устройства РЗА возникает необходимость прервать работы и срочно включить это устройство, то перед включением его следует по возможности внести все изменения в исполнительные схемы. При отсутствии такой возможности все изменения внести не позднее 24 ч после включения устройства РЗА в работу.

6. Включение в работу устройств РЗА при отсутствии исполнительных схем не допускается.

7. Во всех случаях внесения изменений в устройство РЗА, приводящих к изменению условий его обслуживания, в инструкции по оперативному обслуживанию этого устройства, находящиеся у оперативного персонала, должны быть внесены соответствующие изменения. При необходимости внесения в инструкцию существенных изменений допускается это сделать позже (в пределах месяца). В течение этого времени соответствующий раздел инструкции заменяется записью в журнале релейной защиты, что должно быть отмечено в инструкции.

8. Кроме указанных в пп.2.7.5-2.7.7 мероприятий перед вводом устройства РЗА в работу делается запись в журнале релейной защиты, которая должна содержать:

- а) сведения о проведенной работе;
- б) изменения в порядке обслуживания;
- в) готовность к включению устройства в работу.

С записью в журнале РЗА должен ознакомиться весь оперативный персонал, в зону обслуживания которого входит вводимое устройство РЗА, и расписаться об ознакомлении. Журнал должен периодически просматриваться в целях контроля правильности внесенных записей руководством СРЗА (ЭТЛ) и администрацией структурного подразделения, что также удостоверяется их подписями.

9. Сразу после ввода устройства РЗА в работу либо перед его вводом вносятся изменения в карты уставок, таблицы допустимых нагрузок,

паспорта-протоколы, таблицы положений переключающих устройств для используемых режимов.

В кратчайший срок персонал СРЗА (ЭТЛ), допущенный к самостоятельной проверке вводимого устройства РЗА, должен передать в СРЗА энергообъединения сведения о выполненных уставках.

10. Сведения о дефектах и недостатках в схемах устройств РЗА необходимо направлять в проектные организации, на заводы-изготовители аппаратуры и оборудования, в службы РЗА энергосистем, в чьем управлении или ведении находятся устройства РЗА, для принятия мер по их устранению, учету, анализу и обобщению.

16. ВНЕШНИЙ ОСМОТР

1. Осмотру подлежат все элементы проверяемого устройства: релейная и коммутационная аппаратура; проводка и ряды выводов на щитах управления, в релейных залах, в распределительных устройствах, в приводах выключателей и разъединителей, в шкафах сборок выводов; кабельные каналы и лотки, контрольные кабели, их концевые разделки и соединительные муфты, трансформаторы тока и напряжения, высокочастотное оборудование и т.д.

2. При внешнем осмотре необходимо проверить:

а) выполнение требований "Правил устройства электроустановок". Шестое издание, переработанное и дополненное. - М.: Энергоатомиздат, 1985 (гл.3, 4), "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей. 14-е издание, переработанное и дополненное. - М.: Энергоатомиздат, 1989. (§5.9.19-5.9.26) и других директивных документов, относящихся к проверяемому устройству или к отдельным его узлам, а также соответствие проекту установленной аппаратуры и контрольных кабелей;

б) надежность крепления и правильность выполнения заземлений самой панели, ящиков, устройств РЗА и установленной там аппаратуры;

в) отсутствие механических повреждений аппаратуры, состояние изоляции выводов реле и другой аппаратуры. На шпильки реле желательно надеть изоляционные трубки, а в случае переднего присоединения под выводы реле желательно подложить изолирующие прокладки (за исключением разъемов СУРА);

г) состояние монтажа проводов на панелях, шкафах, ящиках и т.п. Должны отсутствовать неизолированные провода и жилы кабеля. Наиболее целесообразна прокладка проводов в пучках, скрепленных скобками или нитками. В местах прохода проводов через отверстия не должно быть коррозии, острых углов и заусенцев;

д) отсутствие на смежных зажимах цепей, случайное соединение которых может вызвать отключение и включение присоединения, короткое замыкание в цепях постоянного тока;

е) надежность и правильность выполнения ответвлений от шин (должна обеспечиваться возможность отсоединения и присоединения любого

отходящего провода под напряжением и без нарушения разводки основной цепи);

ж) соответствие марки и сечения кабелей проекту (отступление от проекта должно быть согласовано с соответствующей службой РЗА);

з) состояние кабелей по трассе прокладки (целостность брони или защитной оболочки и правильность их заземлений, окраска брони, очистка кабелей от джутового покрова), соответствие раскладки кабелей по трассе проекту, состояние конструкций для крепления кабелей, правильность выполнения защиты от механических повреждений, герметичность уплотнений труб, используемых для механической защиты кабелей наружной прокладки, герметичность уплотнений в местах прохождения кабелей через стены и междуэтажные перекрытия, выполнение мер противопожарной безопасности в пределах существующих зон обслуживания;

и) качество монтажа и подключения кабелей с алюминиевыми жилами.

Изгибы алюминиевых жил кабелей должны выполняться с помощью шаблона, обеспечивающего трехкратный радиус изгиба по отношению к наружному диаметру жилы. Изгибы плоскогубцами и повторные перегибы не допускаются. Резервные алюминиевые жилы кабеля не следует скручивать в спираль. Их необходимо увязывать в жгут и закреплять за конструкцию панели (шкафа);

к) достаточность длины резервных жил, которая должна позволять подключение с запасом к наиболее удаленному зажиму. Концы резервных жил должны быть изолированы и убраны под перфорацию;

л) правильность и качество выполнения концевых разделок кабелей, исключающих проникновение влаги, вытекание мастики и кабельной массы, наличие защиты резиновой изоляции жил кабеля от разделки до сборки зажимов, а для кабелей с бумажной изоляцией замена бумажной изоляции хлорвиниловыми трубками или лентой (хлорвиниловой или тафтяной) на лаке или эпоксидной смоле, надежность защиты кабельных разделок от дождя и снега, надежность выполнения кабельной связи и подключения газовых реле.

Подводка к газовым реле должна выполняться кабелями с маслостойкой изоляцией (бумажной, пластмассовой, хлорвиниловой). Подключение кабелей непосредственно к газовым реле производить через специальные коробки, которые обеспечивают необходимую герметичность, исключающую проникновение влаги и масла;

м) герметичность уплотнений отверстий и крышек в шкафах, исправность замков, правильность и надежность крепления кабелей, уплотнений выводных отверстий для кабелей, наличие и соответствие проекту нагревательных элементов;

н) у трансформаторов тока и напряжения отсутствие течи масла, мастики, отсутствие трещин на выводных изоляторах вторичных обмоток, исправность и затяжка зажимов, наличие маркировки;

о) наличие в цепях каждой группы электрически (гальванически) связанных вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения отдельного заземления в регламентированном месте. В схемах дифференциальной защиты, использующих две и более группы трансформаторов тока, заземление должно быть только в одной точке. После отделения одной из групп трансформаторов тока от общей схемы защиты должно быть обеспечено ее независимое заземление. Неиспользуемые вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть закорочены и заземлены;

п) отсутствие закорачивающих перемычек в испытательных блоках цепей напряжения и оперативного тока и правильность сборки перемычек в испытательных блоках цепей, а также других блоках, если это предусмотрено схемой и подключение к ним цепей от трансформаторов тока. Цепи от трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и источников оперативного тока должны подходить к блокам снизу. При снятой крышке блоков, установленных в токовых цепях, их цепи должны закорачиваться и оставаться заземленными со стороны трансформаторов тока.

Если суммирование тока от разных комплектов трансформаторов тока производится на измерительных выводах панели, то соединение этих выводов надо производить со стороны панели в соответствии с рис.1;

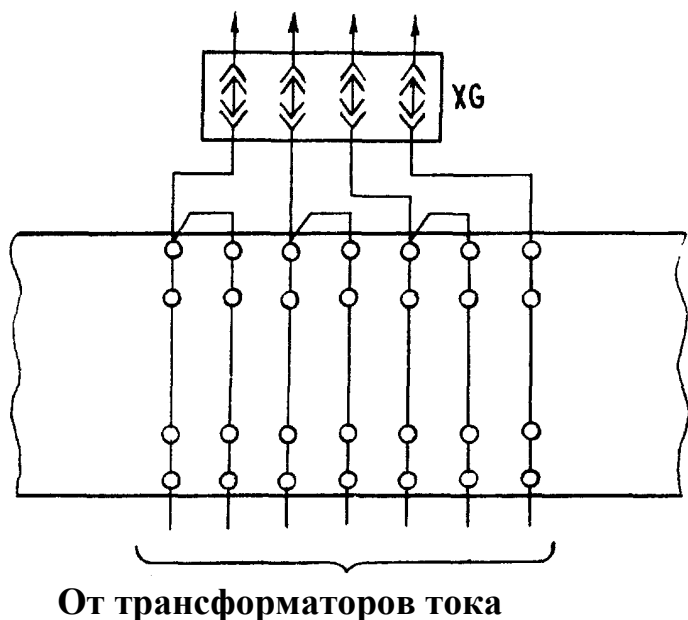


Рис.1. Схема суммирования вторичных токов на выводах панели

р) направление перевода накладок и ключей установки режима из положений, соответствующих основному рабочему режиму, в положения, соответствующие другим режимам. Это направление всегда должно быть справа налево;

с) состояние и правильность выполнения заземлений конденсаторов связи высокочастотных каналов защиты и автоматики;

г) наличие на панелях надписей с обслуживаемых сторон, указывающих присоединение, к которому относится панель, ее назначение и порядковый номер, а на установленной на панелях аппаратуре - наличие надписей, указывающих ее наименование и назначение в соответствии с исполнительными схемами и оперативными наименованиями элементов первичной схемы. Таблички с надписями должны устанавливаться под аппаратурой, к которой они относятся. Если конструкция или заводское исполнение панели или шкафа не позволяет выполнить указанное требование (например, на некоторых панелях каркасно-реечного типа), допускается устанавливать таблички с надписями в другом месте, но как можно ближе к правому нижнему углу аппарата, к которому табличка относится. Надписи должны быть четкими и не допускать их различного толкования.

На панелях с аппаратурой, относящейся к разным присоединениям или разным устройствам РЗА одного присоединения, должны быть четкие разграничительные линии. Эти линии могут наноситься непосредственно на панели или на дополнительно устанавливаемые полосы из картона и подобного изоляционного материала (на панелях каркасно-реечного типа);

у) правильность надписей на бирках и достаточность бирок, маркирующих кабели, маркировки жил кабелей и проводов;

ф) наличие маркировок крышек испытательных блоков и разъемов, если они выполнены по специальной схеме, отличной от стандартной;

х) соответствие условий работы изделий состоянию окружающей среды.

16.1 Внутренний осмотр и проверка механической части аппаратуры

Приведены общие указания по осмотру и проверке механической части аппаратуры. Особенности аппаратуры и проверки ее механической части рассматриваются в специальных инструкциях или методических указаниях по отдельным типам реле и устройств.

1. При осмотре следует проверить:

а) целостность кожухов и стекол реле и надежность их уплотнений в соответствии со степенью защиты, оговоренной в технической документации;

б) наличие и целостность всех деталей реле;

в) надежность креплений всех деталей аппаратуры. Все жестко закрепленные (или скрепленные) детали не должны иметь люфта. Крепящие винты, гайки и контргайки должны быть затянуты до отказа. Выводные контактные винты и шпильки не должны проворачиваться;

г) правильность установки подвижных систем, отсутствие препятствий для их перемещения в требуемых пределах при любой уставке реле, наличие и надежность упоров, наличие и надежность зазоров между вращающимися и неподвижными деталями, отсутствие искривлений осей, наличие необходимого продольного люфта и др.;

д) целостность, правильность установки, надежность крепления противодействующих, возвратных, ведущих и других пружин; равномерность зазоров между витками спиральных пружин при любой их затяжке, возможной при изменении настройки или положения подвижной системы реле. Правильность установки безмоментных контактных подвижных соединений;

е) правильность установки механических передач, наличие свободного хода шестеренок и червячных пар, достаточность глубины их зацепления;

ж) четкость хода часовых механизмов (проверяется без их разборки, на слух), надежность и равномерность вращения их подвижных частей при работе механизма;

з) целостность и правильность установки подпятников и правильность заточки осей. Оценка состояния подпятников и концов осей производится без разборки по отсутствию затираций. Только при наличии затираций подпятник вывертывают и проверяют. Исправность агатовых подпятников (отсутствие трещин и выкрошиваний) проверяют, прощупывая кратер стальной иглой. Бронзовые подпятники и концы осей осматривают через лупу. Подпятники ни в коем случае не следует смазывать;

и) правильность установки тормозных постоянных магнитов, равномерность зазоров, отсутствие затираций в междуполюсном пространстве;

к) целостность выводов и катушек реле, резисторов, отсутствие их механических повреждений, отсутствие следов термического разрушения изоляции;

л) состояние и целостность изоляции соединительных проводов внутри аппаратуры. Применение в аппаратуре проводов в резиновой изоляции не допускается (резина выделяет серу, покрывающую серебряные контакты реле темным налетом);

м) правильность регулировки, ход, нажим и чистоту контактов;

н) надежность контактных соединений и паек, которые можно проверить без разборки элементов. Все винты и гайки, прикрепляющие соединительные провода к контактам, выводным зажимам и другим элементам реле, должны быть надежно закреплены. Оконцеватели не должны касаться один другого и должны быть удалены от кожухов реле. Пайка должна иметь чистую поверхность, достаточную механическую прочность и лаковое или иное покрытие, если оно предусмотрено техническими условиями на аппаратуру. Наличие антикоррозионного покрытия на выводах и контактных соединениях, установленных на открытом воздухе и в помещениях с агрессивной средой;

о) отсутствие грязи, пыли и посторонних предметов (металлических стружек и опилок) на деталях реле и зазорах;

п) состояние и правильность регулировки блок-контактов приводов выключателей, разъединителей, автоматических выключателей и другой аппаратуры (размеры люфтов, правильность регулировки рычажной передачи, надежность замыкания и размыкания контактов, их чистота),

соответствие их положений принципиальной схеме, наличие незамерзающей смазки всех движущихся частей за исключением контактов.

2. Для реле и панелей РЗА, выполненных с применением полупроводниковых элементов и ИМС, дополнительно следует проверить:

а) надежность крепления направляющих планок для установки модулей и блоков в кассетах;

б) наличие свободного хода (около 2-3 мм) у пружин крепящих винтов (для розеток разъема РП14-30, обеспечивающих электрическое соединение модуля с кассетой);

в) места установки панелей и шкафов, которые должны быть защищены от попадания брызг воды, масел, эмульсий, а также от прямого воздействия солнечной радиации;

г) качество пайки и целостность печатного монтажа. Печатный монтаж не должен иметь видимых повреждений в виде отслаивающихся проводников и заусенцев, перемычек между дорожками печатной схемы и выводами элементов, касаний крепящих винтов к дорожкам печатного монтажа, видимых нарушений металлизации монтажного отверстия и повреждения контактных площадок, нарушений лаковых покрытий;

д) надежность соединительных разъемов и качество пайки проводников, подходящих к разъемам. Это удобно делать с помощью пинцета. Контроль механического состояния контактного соединения, выполненного навивок, обычно не производится.

3. Обнаруженные при осмотре дефекты устранить нижеперечисленными способами:

а) удалить пыль и грязь. Удаление пыли производится мягкой теткой или пылесосом. Липкую грязь (лак, смазку и пр.) смывают соответствующим растворителем (спирт, спирто-бензиновая смесь). Металлические опилки или стружки из зазоров магнитов и магнитопроводов удаляют тонкой стальной пластинкой, деревянной палочкой из лиственных пород (несмолистой) или бумагой. Загрязненные подпятники прочищают заостренной деревянной несмолистой палочкой. Загрязненные или оплавленные контакты зачищают острым лезвием ножа или надфилем, промывают вышеуказанными растворителями и полируют воронилом. Применение для чистки контактов резины и абразивных материалов не допускается;

б) для реле типов РТВ, РТМ, РНИ, РНВ в приводах выключателей, короткозамкателей и отделителей присоединений на переменном оперативном токе произвести разборку, чистку и сборку механизмов электромагнитов включения и отключения. После сборки проверить четкость работы механизмов и отсутствие затираний сердечников и ударников с деталями привода и реле;

в) поломанные или изношенные детали следует заменить;

г) провода с поврежденной изоляцией заменить или дополнительно заизолировать;

д) непрочные крепления затянуть. Дефекты регулировки устранить;

е) выполнить ремонт печатной платы согласно приложению 1.

16.2 Проверка схемы соединений устройства РЗА

1. Проверку правильности выполненной схемы и маркировки жил и проводов произвести осмотром и проверкой наличия цепи ("прозвонкой"). Следует проверить фактическое выполнение соединений между отдельными элементами в панелях, шкафах, ящиках и т.п., а также цепи связи проверяемого устройства с другими устройствами РЗА. В схемах, где не имеет особого значения способ разводки монтажа отдельных цепей внутри панели, шкафа и т.п., а важно только их принципиальное исполнение, фактическое выполнение схемы может быть проверено при проверке взаимодействия элементов проверяемого устройства РЗА (п.3.8).

2. Осмотр можно применять в простых наглядных схемах, например при однослойном плоском монтаже, когда все провода и места их присоединения хорошо видны. В этом случае осмотром проверяется правильность присоединения каждого провода от одного зажима к другому по монтажной и принципиальной или развернутой принципиально-монтажной схеме. Особое внимание должно быть обращено на наличие проводов, подключенных к зажимам и не учтенных в схемах. Эти провода должны быть отключены от зажимов и изолированы или демонтированы.

3. Метод проверки наличия цепи следует применять при скрытом монтаже (в перфорации, в жгутах и при многослойном монтаже), а также при проверке кабельных связей.

4. Проверку правильности внутреннего монтажа типовых серийных панелей Чебоксарского электроаппаратного завода, полюсных и агрегатных шкафов выключателей, шкафов ЭЧСР завода "Электропульт", типовых шкафов и панелей системы возбуждения генератора завода "Уралэлектротяжмаш" и ЛПЭО "Электросила" и т.п. производить не следует за исключением случаев видимых повреждений, вызванных нарушением условий транспортировки и хранения.

5. При "прозвонке" схемы на проверяемый провод подается напряжение от внешнего вспомогательного источника, присоединяемого между проверяемым и вспомогательным проводами по схеме, приведенной на рис. 2. На другом конце между проверяемым и вспомогательным проводами подключается любой указатель наличия тока или напряжения. Указатель дает показания при подключении к проверяемому проводу и не дает при подключении к другим проводам. В качестве источников питания следует применять: сухие батареи, аккумуляторы, понизительные трансформаторы, генератор мегаомметра. Указателем может быть лампа накаливания, светодиод, вольтметр, телефонные трубки, логометр мегаомметра, звонок, сигнальное реле и пр. Обычно источник питания и регистратор объединяются в одном устройстве, называемом пробником. Для "прозвонки" можно применять также различные омметры, например в комбинированных приборах, а также приборы, построенные на базе различных генераторов с выходным зуммером. Вспомогательным проводом

может быть земля, металлическая оболочка или другая жила проверяемого кабеля, специально проложенный временный провод.

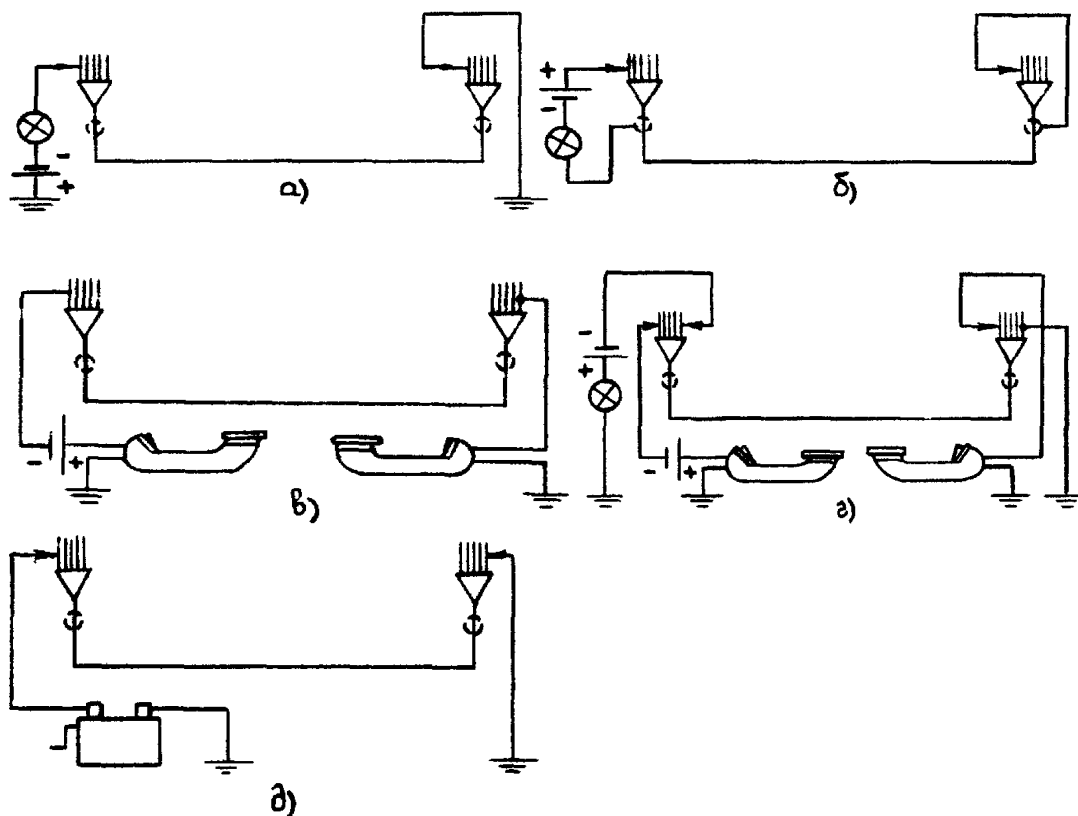


Рис.2. Основные схемы "прозвонки" цепей:

а – с использованием в качестве пробника батарейки и лампы, а в качестве обратного провода земли; б – то же, а в качестве обратного провода оболочки (брони) кабеля; в – с использованием микротелефонных трубок; г – то же, что и на рис. а или б, и использованием микротелефонных трубок для связи; д – с использованием в качестве пробника мегаомметра

Вместо телефонных трубок удобно использовать микротелефонные гарнитуры, которые не нужно держать в руке.

В качестве пробника удобно использовать пробник УП-71, выпускаемый Московским опытным заводом электромонтажной техники Минмонтажспецстроя СССР. Пробник УП-71 обеспечивает два вида проверок:

а) проверку целостности электрических цепей с сопротивлением до 10 кОм и индикацию наличия напряжения переменного тока в пределах 24-380 В и постоянного тока в пределах 80-440 В;

б) проверку целостности электрических цепей с сопротивлением до 10 кОм.

Следует иметь в виду, что если при "прозвонке" кабеля по схеме, приведенной на рис.2, в, разговор при "прозвонке" заглушается блуждающим током, протекающим в земле, или токами, наведенными в проверяемом

проводе от силовых устройств, в качестве вспомогательного провода вместо земли следует использовать ранее проверенную жилу проверяемого кабеля или жилу другого кабеля, концы которого находятся вблизи проверяемого.

При проверке схем соединений, содержащих полупроводниковые элементы и ИМС, не следует применять такие пробники, выходные уровни сигналов которых не опасны для полупроводниковых элементов и ИМС, в том числе указанные на рис.2. Обычно для этой цели используют омметры комбинированных приборов с соответствующими пределами.

6. Рекомендуется следующий порядок "прозвонки" кабелей сложных схем:

а) на основании монтажных и принципиальных схем составить кабельный журнал по следующей форме:

Кабель № _____

Номера зажимов панели № _____	Марка жилы кабеля	Номера зажимов панели №

б) отключить заземляющие проводники, имеющиеся в схемах;

в) отсоединить провода от схемы с обеих сторон путем разъединения мостиков испытательных выводов, снятием крышек испытательных блоков, приведением в разомкнутое состояние контактов реле, отсоединением проводов на рядах выводов и на выводах аппаратуры;

г) по одной из схем, приведенных на рис.2, проверить правильность монтажа. При этом рекомендуется отмечать цветным карандашом проверенный провод в месте его маркировки, в кабельном журнале и в развернутой принципиально-монтажной схеме;

д) после "прозвонки" очередной жилы целесообразно сразу подсоединить ее на место с обеих сторон.

7. При "прозвонке" следует обратить особое внимание на проверку соответствия проекту положения контактов реле и кнопок, а также диаграмме переключателей, согласование полярностей обмоток реле и измерительных трансформаторов, а также на согласование подключения реле с несколькими обмотками и контактов с магнитами гашения дуги к схеме оперативного тока. Кроме того, следует контролировать место подключения перемычек на ряде выводов (со стороны подключения кабелей или со стороны подключения внутренней коммутации панели). Это обстоятельство необходимо учитывать при сборке токовых цепей и при сборке схем, в которых различные режимы устанавливаются снятием или установкой контактных мостиков на испытательных выводах.

8. При "прозвонке" схемы проверяется правильность маркировки проводов, кабелей, надписей под аппаратурой и соответствия этих надписей диспетчерским наименованиям первичного оборудования.

16.3 Проверка изоляции

1. Проверка изоляции включает в себя измерение сопротивления изоляции и испытание электрической прочности.

2. Проверку изоляции производить в два этапа:

I этап - предварительное измерение сопротивления изоляции отдельных узлов устройств РЗА (трансформаторы тока и напряжения, приводы коммутационных аппаратов, панелей РЗА, контрольных кабелей и т.д.);

II этап - измерение и испытание электрической прочности изоляции устройств в полностью собранной схеме.

3. Для проверки изоляции провести следующие подготовительные работы:

а) тщательно очистить всю проверяемую аппаратуру, кабельные разделки, ряды выводов от пыли, грязи, ржавчины, влаги и т.п.;

б) отключить автоматические выключатели или предохранители в цепях оперативного напряжения, сигнализации, вторичных обмоток трансформатора напряжения (во избежание обратной трансформации напряжений на высокую сторону). При проверке изоляции цепей, подключенных к вторичным обмоткам трансформатора напряжения, до коммутационных аппаратов, установленных в их цепях, вторичные обмотки трансформатора напряжения можно не отключая, закоротить.

Цепи, не имеющие автоматических выключателей или предохранителей, отсоединить от общих шин;

в) отключить от схемы все заземляющие проводники;

г) снять с панелей магнитоэлектрические, поляризованные реле, платы полупроводниковых нуль-индикаторов (они проверяются по специальным программам более низкими уровнями напряжений), закоротить выводы конденсаторов, диодов, стабилитронов, неоновых и электронных ламп, цепей выходных напряжений блоков питания полупроводниковых устройств РЗА, входных выводов промежуточных реле РП18, если они не закорачиваются обмотками реле, резисторами или перемычками, установленными на рядах выводов для проверки изоляции;

д) установить в рабочее положение переключатели, накладки, рабочие крышки испытательных блоков, кожухи аппаратуры;

е) для панелей, выполненных на полупроводниковой элементной базе, следует также установить в рабочее положение задние крышки кассет, переключатели защит и автоматические выключатели блоков питания, отсоединить от корпуса панели шинки питания, переключатели контроля изоляции блоков питания установить в отключенное положение (для устройств с блоками питания БП-180);

ж) цепи, отделенные от проверяемой схемы контактами реле или другой коммутационной аппаратурой, соединить с ней установкой в соответствующее положение ключей, накладок, контактов реле и т.п. или присоединить их к проверяемой схеме временными перемычками;

з) на выводах устройства РЗА собрать все цепи, электрически связанные между собой в отдельные группы, объединив выводы с помощью гибкого неизолированного провода или иным способом, например, специально изготовленными перемычками с учетом конструктивных особенностей зажимов.

Например, группа цепей тока, напряжения оперативного тока, сигнализации и т.д. При наличии на устройстве цепей, питающихся от двух аккумуляторных батарей, эти цепи должны объединиться в разные группы. В случаях, когда в схемах имеются реле или измерительные приборы с обмотками, расположенными на общем каркасе (ваттметры, счетчики и т.п.), следует эти обмотки выделить из схемы, соединить один с другой и подключить к одной из испытываемой группе цепей;

и) при проверке изоляции в сырую погоду необходимо учитывать возможность отсыревания внешних поверхностей изолирующих деталей, кабельных разделок, что может исказить результаты измерения. В этом случае необходима предварительная сушка путем усиления естественной или создания искусственной вентиляции или другими способами в зависимости от местных условия и возможностей.

4. Измерение сопротивления изоляции производить:

а) относительно земли (корпуса);

б) между отдельными электрически не связанными между собой группами цепей (п. 3.5.4.2, а);

в) между жилами контрольных кабелей тех цепей, где имеется повышенная вероятность замыкания между жилами с серьезными последствиями. К таким цепям относятся: токовые цепи отдельных фаз, где имеется реле или устройства с двумя и более первичными обмотками (реле КРС, КРБ, РТФ и др.), токовые цепи трансформаторов тока с номинальным значением тока 1 А, цепи газовой защиты, цепи конденсаторов, используемых как источник оперативного напряжения и т.п.;

г) между верхними и нижними выводами испытательных блоков при снятых крышках и отсоединенной на панели земле в этих цепях в тех случаях, когда внутри блоков устанавливаются закорачивающие перемычки.

Измерение сопротивления изоляции производить мегаомметром с номинальным напряжением, указанным в табл.1.

При проверке изоляции между фазами в токовых цепях, где имеются двухобмоточные реле с обмотками, включенными в разные фазы, необходимо учитывать, что они имеют пониженную электрическую прочность изоляции между обмотками (особенно, если они выполнены одновременной намоткой, на общий каркас и, следовательно, их провода касаются один другого). Эту проверку следует производить с помощью мегаомметра с номинальным напряжением 500 В. Допускается производить

проверку целостности изоляции между токовыми обмотками опробованием с помощью переменного напряжения 220В.

Измерение сопротивления изоляции производить в следующем порядке:

а) соединить все группы цепей, проверяемые мегаомметрами с одним и тем же номинальным напряжением, между собой с помощью вспомогательной шинки (удобно выполнить из гибкого оголенного проводника), измерить сопротивление изоляции относительно земли (рис.3, а);

б) заземлить вспомогательную шинку и, поочередно отключая от нее каждую группу, измерить сопротивление изоляции этой группы относительно всех остальных групп, объединенных между собой и заземленных (рис.3, б). При этом группа (группы) цепей, для которой предусмотрена проверка мегаомметром с меньшим номинальным напряжением (группа $n+1$ на рис.3, б), должна быть заземлена и отключена от вспомогательной шинки.

Для панелей, выполненных на базе полупроводниковых элементов и ИМС, измерение сопротивления изоляции следует производить сначала при вынутых из кассет модулях или блоках, а затем при вставленных. Вращение ручки мегаомметра начинать медленно, постепенно доводя до номинальных оборотов. При бросках стрелки мегаомметра в направлении нулевого значения шкалы вращения ручки мегаомметра прекратить во избежание повреждения полупроводниковых элементов. При использовании статического мегаомметра измерение сопротивления изоляции необходимо производить, переходя с помощью переключателя выходных напряжений мегаомметра от меньших значений испытательного напряжения к большим.

Убедившись в отсутствии непредусмотренных связей между цепями отдельных групп (с помощью омметра и визуально) и выполнении всех других мероприятий, предусмотренных п.3.5.3, следует произвести поиск места перекрытия изоляции, медленно вращая ручку мегаомметра до начала перекрытия.

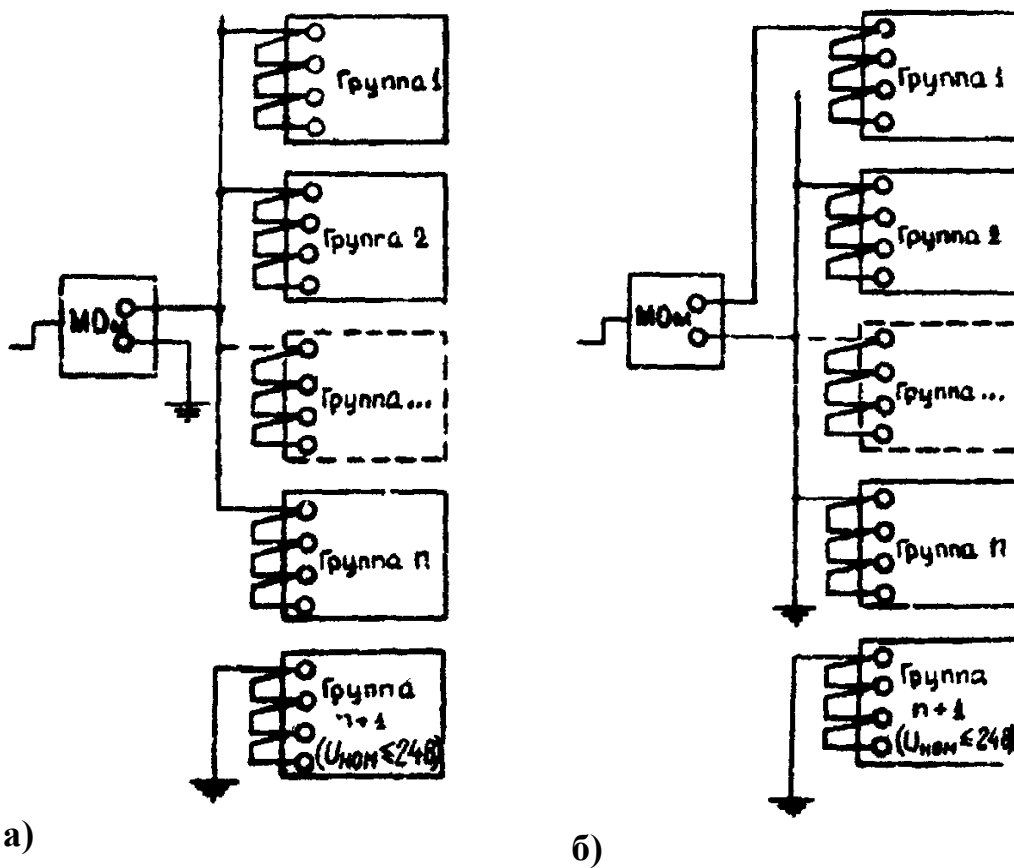


Рис. 3. Схемы измерения сопротивления изоляции: а – всех групп относительно земли (корпуса); б – выделенной группы относительно других групп и земли

Значение сопротивления изоляции относительно земли и между электрически не связанными цепями должно быть не менее значений, приведенных в табл. 1.

Таблица 1

Наименование	Номинальное напряжение мегаомметра, кВ	Минимальное допустимое значение сопротивления изоляции, МОм
1. Отдельные панели, шкафы, блоки, ящики, пульты устройств РЗА с отключенными кабелями (за исключением п.5)	1,0-2,5	10
2. Шинки оперативного тока и цепей напряжения (при отсоединенных цепях)	1,0-2,5	10
3. Устройства РЗА в полностью собранной схеме с подключенными контрольными кабелями (за исключением пп.4.5)	1,0-2,5	1,0
4. Цепи управления, защиты электродвигателей переменного тока напряжением до 0,4 кВ, присоединенные к силовым цепям	1,0-2,5	0,5
5. Цепи устройств, содержащих микроэлектронные элементы: электрически связанные с источником питания устройств управления, защиты, измерения, источником тока или напряжения	0,5-1,0	1,0
при питании от отдельного источника питания или связанные с источником через разделительный трансформатор	Проверяется отсутствие замыканий на землю омметром с номинальным напряжением, не превышающим напряжение питания проверяемых цепей, или в соответствии с указаниями завода-изготовителя	

Для оценки состояния изоляции отдельных элементов схемы можно ориентироваться на средние опытные значения сопротивления изоляции, приведенные в табл. 2.

Таблица 2

Наименование	Ориентировочное значение сопротивления изоляции относительно "земли", МОм
1. Отдельные панели устройства РЗА с отключенными контрольными кабелями	50-100
2. Вторичные обмотки встроенных трансформаторов тока	10-20
3. Вторичные обмотки трансформаторов напряжения и выносных трансформаторов тока	50-100
4. Обмотки электромагнитов управления	15-25
5. Контрольный кабель длиной до 300 м	20-25

В случае пониженного значения сопротивления изоляции необходимо:

а) выяснить место и причину ухудшения изоляции (дефекты конструкции, неправильный монтаж или случайные местные дефекты, грязь, сырость, порча изоляции и пр.). Для этого разделить схему на участки и выделить те из них, которые имеют пониженное значение сопротивления изоляции. Затем, разделяя эти участки на более мелкие: отдельные обмотки, провода и детали и, проверяя сопротивление изоляции каждого из них, определить дефектный элемент;

б) устранить причины, вызвавшие ухудшение изоляции, затем повторить измерение сопротивления изоляции.

Произвести испытание электрической прочности изоляции всех объединенных в группы цепей (за исключением цепей с номинальным напряжением до 60 В) устройств РЗА, подвергшихся реконструкции, ремонту или вновь смонтированных, напряжением 1000 В синусоидального переменного тока частоты 50 Гц в течение 1 мин относительно земли.

Испытание электрической прочности изоляции производят с помощью специальных испытательных установок, изготовленных лабораториями и мастерскими энергосистем и наладочными организациями, например, ИВК или И9-65. При отсутствии испытательных установок испытания могут проводиться по схеме, приведенной на рис.4.

В схеме в качестве повышающего трансформатора Тр может быть использован трансформатор НОМ-3, НОМ-6 или любой другой трансформатор мощностью 200-300 В·А с коэффициентом трансформации 100-200/1000-6000В. Для плавного регулирования напряжения используется автотрансформатор АТ типа ЛАТР.

Резистор R служит для ограничения тока при пробое изоляции. В схеме на рис.4,а устанавливается резистор сопротивлением 1000 Ом, а в схеме на рис.4,б сопротивление резистора R (в омах) подсчитывается по формуле

$$R = \frac{1000}{n_{\text{ТН}}^2}, \quad (1)$$

где $n_{\text{ТН}}$ - коэффициент трансформации повышающего трансформатора Тр.

Измерение напряжения следует производить на стороне высшего напряжения повышающего трансформатора Тр с помощью киловольтметра, двух одинаковых последовательно включенных вольтметров V или вольтметра с добавочным сопротивлением Rд. Допускается производить измерение на стороне низкого напряжения повышающего трансформатора при условии, что при испытании ток в обмотке низкого напряжения, измеряемый амперметром А, не превышает тока холостого хода повышающего трансформатора.

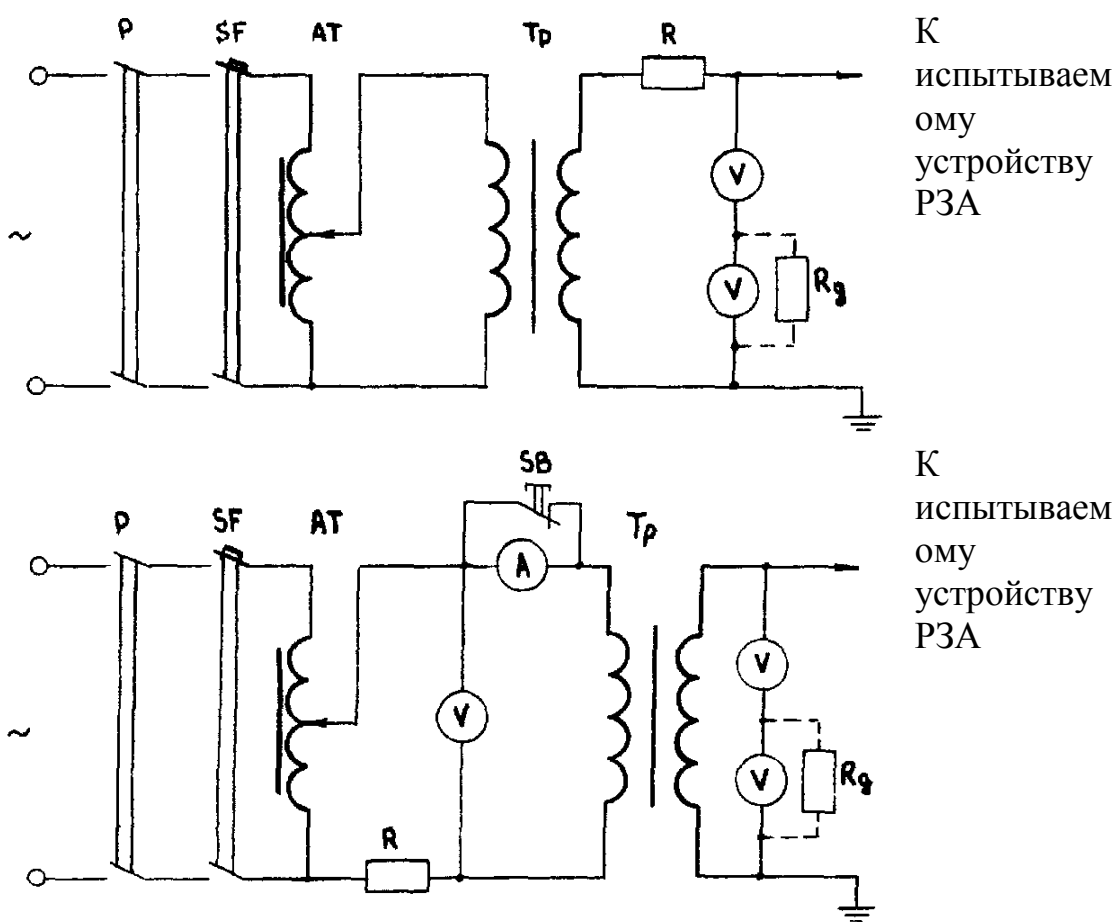


Рис.4. Схема испытания электрической прочности изоляции:
 а - при измерении испытательного напряжения с высокой стороны повышающего трансформатора; б - то же с низкой стороны повышающего трансформатора

Перед производством испытаний следует:

а) выполнить все мероприятия, предусмотренные "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок" (М.: Энергоатомиздат, 1987), при производстве высоковольтных испытаний (п.15.1), в том числе убедиться в отсутствии напряжения в испытываемой схеме, оградить схему от возможного прикосновения, вывесить необходимые плакаты, удалить людей из зоны проведения испытаний, тщательно проверить схему для исключения попадания испытательного напряжения в другие схемы и др.;

б) соединить группы цепей для испытаний. Разветвленные цепи рекомендуется испытывать по отдельным участкам для исключения перегрузок испытательной установки. Например, сложные цепи, связывающие несколько присоединений - схемы дифференциальной защиты шин, синхронизации, АВР, цепи напряжения и сложных блокировок - испытывать отдельными участками для каждого присоединения;

в) произвести непосредственно перед испытаниями измерение сопротивления изоляции относительно земли мегаомметром.

После присоединения к испытываемым цепям испытательной установки подать напряжение питания и произвести плавный подъем напряжения до 500 В.

Осмотреть с соблюдением правил техники безопасности всю испытываемую схему. В случае если не замечено искрения или пробоя и испытательное напряжение не изменяется, увеличить напряжение до 1000 В, которое подавать в течение 1 мин, после чего напряжение плавно снизить до нуля и отключить питание от испытательной установки.

Испытательную схему замкнуть на землю для снятия остаточного заряда.

После окончания испытаний повторно измерить сопротивление изоляции мегаомметром.

Изоляция устройства РЗА считается выдержавшей испытание на электрическую прочность, если во время испытания не произошло пробоя изоляции, перекрытия поверхности изоляции или резкого снижения показаний вольтметра испытательной установки и значение сопротивления изоляции, измеренное до и после испытаний, существенно не изменилось.

Если устройства РЗА и вспомогательные цепи не выдержали испытания напряжением 1000 В, то после обнаружения места повреждения и устранения неисправности испытание повторить.

При профилактическом восстановлении допускается проводить испытание электрической прочности изоляции относительно земли мегаомметром с номинальным напряжением 2500 В вместо испытания напряжением 1000 В переменного тока. Такая замена недопустима для устройств РЗА, содержащих полупроводниковые элементы ИМС. Испытание мегаомметром проводится при тех же условиях, что и испытание напряжением 1000 В переменного тока.

После проведения испытания изоляции восстановить схему электрических соединений устройств РЗА и вспомогательных цепей.

17. ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ВРЕМЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕМЕНТОВ УСТРОЙСТВ РЗА

1. Проверка электрических и временных характеристик устройств РЗА производится при техническом обслуживании в объемах, определенных ПТБ.

Конкретные перечни параметров и характеристик отдельных типов реле и устройств РЗА, а также условия их проверки определены

инструкциями и методическими указаниями по техническому обслуживанию, разработанными для соответствующих типов реле и устройств РЗА.

Программы, инструкции и методические указания по техническому обслуживанию должны в установленном порядке периодически пересматриваться с учетом опыта эксплуатации в целях повышения эффективности проверок устройств РЗА, с одной стороны, и облегчении труда обслуживающего персонала, сокращения времени на обслуживание и снижения вероятного количества ошибок, с другой стороны.

Приведенные ниже общие указания по проверке электрических и временных характеристик реле и устройств РЗА являются основой, определяющей подход к этим проверкам, и предназначены для руководства при составлении или пересмотре методических указаний и инструкций на отдельные виды и типы реле и устройств РЗА.

Указания по проверке электрических и временных характеристик элементов приводов коммутационных аппаратов приведены в п.3.7.

2. Проверку устройства РЗА или отдельных элементов можно производить на месте установки или в другом приспособленном для этой цели помещении. При проверке и настройке в другом помещении после возвращения устройства РЗА или отдельных элементов на место установки необходимо проверить контрольные точки их характеристик и работу этих устройств РЗА в полной схеме.

3. Проверки устройства РЗА, как правило, должны производиться не от рабочих, а от посторонних источников постоянного и переменного напряжения, например от проверочных устройств. Питание проверочных устройств должно осуществляться от специально предусмотренных для этих целей сборок.

4. Для экономии времени и предотвращения ошибок проверку устройств РЗА следует производить с помощью комплектных испытательных устройств (переносных, передвижных или стационарных встроенных в устройства РЗА).

Испытательные устройства должны обеспечивать возможность регулирования и измерения тока, напряжения и угла сдвига между ними в нужных пределах и быстрый переход (с помощью специальных переключателей) от одних испытательных схем к другим и от проверки реле на одних фазах к проверке их на других, а также измерение временных характеристик устройств РЗА.

В качестве испытательного устройства целесообразно применять устройства У5053, ЭУ5001, выпускаемые Киевским ПО "Точэлектроприбор", или другие устройства, удовлетворяющие вышеуказанным требованиям.

Испытательные устройства для проверки устройств РЗА должны подключаться к сети переменного и постоянного напряжения через специальные щитки, обеспеченные защитой, чувствительной к коротким замыканиям на выводах испытательных устройств.

Рекомендации по выбору измерительных приборов для проверки устройств РЗА приведены в приложении 2.

Для быстрой и качественной регулировки отдельных реле и всего устройства РЗА в целом рекомендуется применять специальные наборы инструментов.

Все испытательные устройства должны быть укомплектованы набором соединительных проводов для их подключения к источнику питания, проверяемому устройству РЗА и измерительным приборам. Все провода должны иметь маркировку с обоих концов и подобранные по размерам и форме наконечники к выходным зажимам испытательного и проверяемого устройства. Провода должны иметь хорошую изоляцию и защиту от механических повреждений. Для уменьшения влияния магнитных полей, создаваемых током соединительных проводов, облегчения сборки схемы и уменьшения загроможденности рабочего места рекомендуется свивать соединительные провода в шнуры. В частности для питания цепей тока и напряжения проверяемого устройства рекомендуются четырехжильные шнуры, для включения секундомера - двух-трехжильные и т.д. Сечения проводов для питания цепей переменного и постоянного напряжения достаточно иметь 1-1,5 мм² в основном по условиям механической прочности. По условиям нагрева для токовых цепей рекомендуется применять провода сечением не менее 2,5-4 мм², а для соединения устройства с источником питания - 4-6 мм². Для всех соединительных проводов рекомендуются гибкие многожильные провода с резиновой или хлорвиниловой изоляцией, а для цепей питания - шланговые провода с резиновой изоляцией.

5. При проверке и настройке электрических характеристик аппаратуры в схеме устройства РЗА ток и напряжение от испытательных устройств должны, как правило, подводиться к входным выводам панели. В этом случае учитывается наличие в цепях реле различных вспомогательных устройств, влияющих на его характеристики, и обеспечивается одновременно проверка правильности монтажа устройства РЗА и взаимодействие реле в схеме.

В случае подвода тока и напряжения от испытательных устройств через контрольные штекеры испытательных блоков при новом включении следует проверить правильность монтажа цепей от ряда выводов панели до испытательных блоков.

После присоединения устройства РЗА к действующим цепям подключение проверочной аппаратуры при проведении технического обслуживания осуществляется с помощью контрольных штекеров во избежание случайного попадания напряжения от проверочной аппаратуры в цепи трансформаторов тока, напряжения, оперативного напряжения и т.п. Все контактные шпильки контрольных штекеров, находящихся под рабочим напряжением, должны быть изолированы и перемычки на них выполняться изолированным проводом.

6. Проверку электрических характеристик реле, параметры которых зависят от формы кривой тока, например некоторых индукционных реле с

зависимой характеристикой, реле с насыщающими трансформаторами, быстродействующих полупроводниковых реле и др., следует производить по схемам, обеспечивающим синусоидальность тока, подаваемого на реле защиты, например, питание проверочных устройств от линейных напряжений, от понижающих трансформаторов достаточной мощности, включение активных резисторов в цепь регулируемого тока и т.п.

При настройке или проверке электрических характеристик реле, реагирующих на угол между векторами напряжения и тока или между векторами двух токов (напряжений), необходимо учитывать возможность появления дополнительных углов сдвига, вносимых испытательными реостатами и потенциометрами, и исключить ее правильным выбором реостатов и потенциометров.

7. Определение электрических параметров срабатывания и возврата всех реле следует производить, как правило, при плавном изменении электрических величин, на которые реагируют реле, если в инструкции по проверке данного реле нет других указаний.

8. При проверке необходимо учитывать термическую устойчивость устройств РЗА, проявляя особую осторожность при подведении к проверяемому реле токов или напряжений больших кратностей по отношению к номинальным значениям. В этом случае необходимо подавать ток (напряжения) кратковременно или исключать из схемы термически неустойчивые элементы.

9. Временные параметры промежуточных реле и реле времени определяются при номинальном значении оперативного напряжения на выводах панели. Если временные параметры промежуточных реле определяют селективность работы устройств РЗА, то они должны также проверяться и при изменении оперативного напряжения в диапазоне от 80 до 110% номинального значения.

Временные параметры реле, используемых в измерительных органах устройств РЗА, определяются при определенных кратностях по отношению к параметру срабатывания (возврата), указанных в технических данных реле.

10. На устройствах РЗА должны быть выставлены уставки, заданные службой РЗА в письменном виде. Уставки, если специально не оговорено, задаются в первичных величинах. Эти уставки должны быть пересчитаны во вторичные величины с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока, напряжения и схемы включения реле по следующим формулам:

$$I_2 = \frac{I_1}{n_{\text{ТТ}}} K_{\text{сх}} I; \quad U_2 = \frac{U_1}{n_{\text{ТН}}} K_{\text{сх}} U; \quad (2)$$

$$Z_2 = \frac{Z_1 n_{\text{ТТ}}}{n_{\text{ТН}}}; \quad S_2 = \frac{S_1}{n_{\text{ТТ}} n_{\text{ТН}}} K_{\text{сх}} S, \quad (3)$$

где I_1 ; U_1 ; S_1 - первичные значения тока (А), напряжения (В) и мощности (В·А);

I_2 ; U_2 ; S_2 - вторичные значения тока (А), напряжения (В) и мощности (В·А);

$K_{сх}I$ - коэффициент схемы, учитывающий схему соединений вторичных обмоток трансформаторов тока, равный отношению значения тока, протекающего в реле в симметричном режиме, к значению тока во вторичной обмотке трансформатора тока;

$K_{сх}U$ - коэффициент схемы, учитывающий соответствие между фазными и линейными значениями напряжения, задаваемыми в уставках и схемой включения реле во вторичных цепях;

$K_{сх}S$ - коэффициент схемы, учитывающий соответствие между мощностью (однофазной и трехфазной), заданной в уставках к схемой подключения реле ко вторичным цепям;

$n_{тт}$, $n_{тн}$ - коэффициенты трансформации трансформатора тока и трансформатора напряжения.

Желательно в целях уменьшения вероятности ошибок при настройке реле (особенно в случаях, когда коэффициенты схемы не равны единице или трансформаторы напряжения, питающие дистанционную защиту, подключаются к обмотке низкого напряжения силового трансформатора и т.п.) указывать в задаваемых службой РЗА уставках также их вторичные (пересчитанные) значения.

11. Промежуточные реле и реле времени допускается проверять отдельно от общей схемы, отключая от нее обмотки реле или снимая сами реле с панели, если в схеме не предусмотрены токоограничивающие резисторы, конденсаторы, диоды, резисторы, шунтирующие обмотки реле и другие элементы, влияющие на работу реле в схеме. При наличии таких элементов необходимо реле проверять в полной схеме, учитывая такие факторы, как длительность подачи напряжения в схему до начала измерения, для того, чтобы успели полностью зарядиться конденсаторы, участвующие в работе схемы, а также возможные изменения в цепях, шунтирующих обмотку, в процессе измерения (возможные колебания оперативного напряжения и посадка этого напряжения от испытательных устройств).

В случае, если проверка реле производилась со снятием их с панели (шкафа, ящика и т.п.) и отключением проводов внешней коммутации, после окончания проверки и подсоединения реле должна быть проверена его схема соединений одним из способов, указанных в п.3.4.

12. Регулировку и настройку реле необходимо выполнять с учетом следующих условий:

а) для выходных быстродействующих реле постоянного тока (или реле, воздействующих на выходные), ложное срабатывание которых может привести к действию коммутационных аппаратов или устройств противоаварийной автоматики, необходимо устанавливать напряжение срабатывания реле равным 60-65% номинального значений;

б) проверка шкалы уставок реле должна производиться с учетом имеющихся разбросов параметров реле в зависимости времени срабатывания от фазы включения тока или напряжения. Поэтому уставка должна определяться как среднее арифметическое значение из трех измерений на одной точке шкалы для электромеханических реле и среднего из десяти

измерений для быстродействующих полупроводниковых реле. В последнем случае может быть использовано устройство включения в заданную фазу. При этом можно также ограничиться тремя измерениями;

в) токовые реле, реле напряжения, времени, сопротивления, мощности, а также пусковые и блокирующие устройства следует проверять только на рабочей уставке, а также на тех делениях шкалы, где уставки изменяются оперативным персоналом;

г) промежуточные реле, реле тока и напряжения, имеющие несколько обмоток, включенных в разные цепи, должны проверяться при подаче тока или напряжения поочередно в каждую из обмоток. Кроме того, должна быть проверена полярность включения обмоток, например при подаче тока или напряжения одновременно в несколько обмоток;

д) настройка уставки реле сопротивления должна производиться при заданных углах и токах настройки, а если токи настройки не заданы, то ее следует производить при токе, равном или большем двойного значения тока точной работы, за исключением случаев, когда напряжение срабатывания реле сопротивления при указанных токах настройки оказывается выше номинального напряжения реле, например при настройке третьих ступеней дистанционной защиты. В последнем случае токи настройки должны быть несколько снижены с тем, чтобы напряжение, подаваемое на реле сопротивления, не превышало номинального;

е) после выставления уставок на шкалах и переключателях уставок устройств РЗА необходимо нанести метку, соответствующую выполненной уставке. Способ нанесения метки должен быть выбран таким, чтобы метка легко снималась при изменении уставки, например, мягким простым карандашом или стеклографом в виде риски непосредственно, на шкале (лицевой плате блока) или на наклеенной на ней узкой бумажной полоске нанесением маленькой цветной точки лаком или краской (с возможностью снятия ее соответствующим растворителем) и т.п.

13. При выполненных работах в устройствах с микроэлектронной элементной базой модульной или блочной конструкции следует дополнительно соблюдать следующие меры предосторожности:

а) при необходимости работы с модулем вне панели заземлить шасси модуля;

б) запрещается при протекании через устройство РЗА рабочего тока вынимать модули, содержащие токовые элементы и цепи, при вставленных рабочих крышках испытательных блоков в токовых цепях, поскольку самозакорачивающиеся токовые штекерные разъемы не всегда обеспечивают надежное закорачивание цепей при вынуде модуле (блоке);

в) во избежание повреждений микросхем модули и блоки вынимать из кассет и вставлять их в кассеты следует только при отключенном блоке питания;

г) во избежание повреждения микросхем при ошибочных подключениях к схеме заземленного и потенциального выводов измерительного шнура осциллографа, используемого в качестве

измерительного прибора, необходимо его корпус заземлить, заземленный провод шнура изолировать, оставить оголенный лишь потенциальный вывод для производства измерений.

14. В уставках на устройства РЗА следует, как правило, указывать полное время работы устройства РЗА или его отдельных ступеней. В случае, когда указанное в уставках время действия ступени или устройства РЗА должно быть выставлено непосредственно на элементе задержки, это должно быть специально оговорено. В полное время работы устройства РЗА входит время от момента приложения воздействующей величины на вход устройства РЗА до момента замыкания контактов выходных реле, воздействующих на отключение (включение) коммутационных аппаратов или на другие устройства РЗА.

Поэтому запускать секундомер следует одновременно с подачей аварийных параметров тока, напряжения или дискретного сигнала на вход устройства РЗА, а останавливать от контакта выходного реле схемы. Регулируя при этом время действия элементов задержки, реле времени или промежуточных реле (имеющих такую регулировку), добиваются, чтобы полное время работы устройства РЗА было равно заданному.

Учитывая вышеизложенное, целесообразно проверку времени действия устройств РЗА совмещать с проверкой временных характеристик устройств РЗА (п.3.9).

Выдержка времени на элементах сложных защит, на ИМС измеряется с помощью выносных или встроенных приспособлений и выносного миллисекундомера.

Для таких схем измерение времени действия отдельных элементов устройств РЗА можно производить с помощью дополнительного быстродействующего (герконового) реле, включаемого на выход схемы. При этом следует проверять допустимость дополнительной нагрузки на бесконтактном выходе схемы и при недопустимости этой нагрузки включать герконовые реле через полупроводниковый повторитель. Время срабатывания этого реле при измерении небольших выдержек времени следует вычитать из измеренного времени.

15. Уставки устройств РЗА следует настраивать при новом включении и при текущем техническом обслуживании в случаях, если отклонения уставок устройств РЗА отличаются от заданных на значения более, чем указанные в табл.3. Допустимое отклонение выражено в единицах измерения параметра или в процентах от заданного значения уставки.

17.1 Проверка электрических и временных характеристик элементов приводов и схем управления коммутационных аппаратов.

1. Проверку электрических временных характеристик следует производить в объемах, указанных в Правилах технического обслуживания, на механически исправных приводах после их ревизии и проверки правильности регулировки их блок-контактов.

2. Измерить сопротивления постоянному току электромагнитов управления и контактора электромагнитов включения. Измерение производить с помощью моста постоянного тока или методом амперметра и вольтметра с ближайшей к приводу выводной сборки.

Для электромагнитов с форсировкой это измерение следует произвести как в режиме форсировки, так и в режиме ввода дополнительной части обмотки или сопротивления при дешунтировании блок-контакта электромагнита от руки. Измеренное значение должно соответствовать данным завода-изготовителя или значениям, приведенным в табл. 9.3 (для воздушных выключателей) и в табл.П8.2-П8.11 (для масляных выключателей) "Норм испытания электрооборудования". (М.: Атомиздат, 1978).

При новом включении следует измерить также сопротивление постоянному току всей цепи включения и всей цепи отключения от шин постоянного тока как в нормальной схеме, так и при закороченных электромагнитах управления. По измеренным значениям расчетным путем убедиться в том, что падение напряжения в кабелях управления в момент включения и отключения не превышает 10% номинального значения. Для воздушных выключателей с электромагнитами, имеющими форсировку, падение напряжения в кабелях определять при расчетном токе, составляющем 50% от установившегося значения при несработавших электромагнитах (блок-контакты форсировки замкнуты).

Для электромагнитов с внешним токоограничивающим резистором (выключатели ВВД-330, ВВБ-500 и ВВБ-750) при новом включении отрегулировать в соответствии с требованиями завода-изготовителя, а при последующих проверках измерить сопротивление постоянному току от шинок управления петли включения и отключения каждой фазы в режиме форсировки и после ввода дополнительной части сопротивления. В состав петли входит жила включения (отключения), токоограничивающий резистор данной фазы, обмотка электромагнита и обратный провод до отрицательной шинки управления. Цепи электромагнитов других двух фаз должны быть разомкнуты. При проверках при новом включении для этих выключателей следует убедиться в том, что в наиболее тяжелом случае (при одновременном отключении наибольшего реально возможного числа выключателей) напряжение на шинках управления не будет ниже 80% номинального значения.

Таблица 3

Наименование параметра	Допустимое отклонение
1. Выдержка времени быстродействующих защит без элемента задержки	Не должно превышать значения отклонений, указанных в техническом паспорте устройств РЗА
2. Выдержка времени устройств РЗА с элементами задержки на базе электромеханических реле, с: с реле времени с максимальной уставной более 3,5с	±0,1

с реле времени с максимальной уставкой менее 3,5с	±0,06
Устройство БАПВ, УРОВ, противоаварийной автоматики, выполненной с реле времени повышенной точности (с максимальной уставкой по времени 1,3с)	±0,03
3. Выдержка времени устройств РЗА с зависимой характеристикой, с:	
в зависимой части (контрольные точки)	±0,15
в независимой части	±0,1
4. Выдержка времени встроенных в привод реле в независимой части (с учетом времени отключения выключателя), с	±0,15
5. Ток и напряжение срабатывания реле, встроенных в привод, %	±5
6. Сопротивление срабатывания дистанционных органов устройств РЗА, %	±3
7. Ток и напряжение срабатывания реле переменного тока и напряжения, %	±3
8. Ток и напряжение срабатывания для отключающих и включающих катушек приводов коммутационных аппаратов, %	±5
9. Мощность срабатывания реле мощности, %:	
Устройство РЗА (кроме измерительных органов противоаварийной автоматики)	±5
Измерительных органов противоаварийной автоматики	±3
10. Напряжение и ток срабатывания реле постоянного тока, %	±3-5
11. Коэффициент возврата реле:	
не встроенного в привод	±0,03
встроенного в привод	±0,05
12. Напряжение и ток прямой, обратной и нулевой последовательности пусковых органов устройств РЗА, %	±5
13. Выходные напряжения блоков питания полупроводниковых защит, %:	
Стабилизированные	±1-3
Нестабилизированные	±5-10
14. Угол между векторами напряжения реле контроля синхронизма, %	±10
15. Угол срабатывания панели угловой автоматики, %	±2
16. Параметры срабатывания и возврата поляризованных реле измерительных органов устройств РЗА, %	±5-10
17. Напряжение срабатывания устройства блокировки неисправности цепей напряжения, %	±10-15
18. Сопротивление компенсации сопротивления обратной последовательности, %	5-10
19. Ток компенсации емкостного тока ВЛ, %	±15
20. Проводимость компенсации емкостной проводимости ВЛ, %	±15
21. Координаты особых точек характеристик реле сопротивления, %	15-20
22. Время срабатывания и возврата промежуточных реле, для которых оно задано в уставках или определено в инструкциях или методических указаниях, %	±10

3. Проверить параметры срабатывания и возврата электромагнитов управления и контакторов электромагнитов включения.

Для всех электромагнитов отключения и включения электромагнитных, ручных, пружинных и грузовых приводов, электромагнитов управления воздушными выключателями и контакторов включения электромагнитных приводов постоянного и переменного тока различают напряжение (ток) надежной работы и напряжение (ток) срабатывания.

Напряжением (током) надежной работы считается минимальное напряжение (ток), при подаче которого толчком электромагнит отключает или включает выключатель, отделитель, короткозамыкатель и т.п. с временными и скоростными характеристиками, гарантированными заводом-изготовителем для данной конструкции. При проверках определяется не абсолютное значение этого напряжения (тока), а только то, что оно не превышает нормативного значения.

Напряжением (током) срабатывания считается минимальное напряжение (ток), при котором электромагнит отключает или включает коммутационный аппарат с возможным отклонением временных и, скоростных характеристик от гарантированных заводом-изготовителем. При проверках определяется либо абсолютное значение этого напряжения, либо то, что оно не превышает нормативного значения.

Электромагниты включения и отключения и контакторы включения постоянного тока проверяют по схемам, приведенным на рис. 5,а,в. Схема на рис.5,а применяется для проверки электромагнитов малой мощности, а на рис. 5,б - большой.

Для проверки шунтовых электромагнитов переменного тока рекомендуется схема, приведенная на рис. 5,б, а для токовых электромагнитов, работающих в схемах дешунтирования, схема на рис. 5,в.

При подборе реостатов, потенциометров и автотрансформаторов необходимо учитывать следующее:

а) значение тока в обмотках токовых электромагнитов не должно изменяться при втягивании сердечника более чем на 5-10%, поэтому реостат в схеме на рис.5,в должен иметь достаточно большое значение сопротивления. Ориентировочное значение сопротивления реостата (R) может быть определено в формуле

$$R = \sqrt{2} \div 3 / X_3 - R_3, \quad (4)$$

где X_3 - индуктивное сопротивление обмотки электромагнита при втянутом положении сердечника, Ом;

R_3 - активное сопротивление обмотки электромагнита, Ом.

Проверять токовые электромагниты по схемам рис. 5,а и б недопустимо, так как они не обеспечивают соблюдения вышеуказанного условия;

б) значение напряжения на обмотке электромагнита переменного напряжения не должно изменяться при втягивании сердечника. Для выполнения этого условия сопротивление потенциометра в схеме на рис. 5,а должно быть очень мало. Поэтому рекомендуется проверку этих электромагнитов производить с помощью автотрансформатора по схеме на рис. 5,б;

в) во всех случаях при проверке электромагнитов постоянного тока сопротивление реостатов и части потенциометра, включенных последовательно с обмоткой электромагнита, должно быть минимальным. Чем больше значение этого сопротивления, тем быстрее будет нарастать ток в обмотке электромагнита при подаче на нее напряжения толчком. Напряжение надежной работы при этом снижается, что может вызвать ошибки в регулировке.

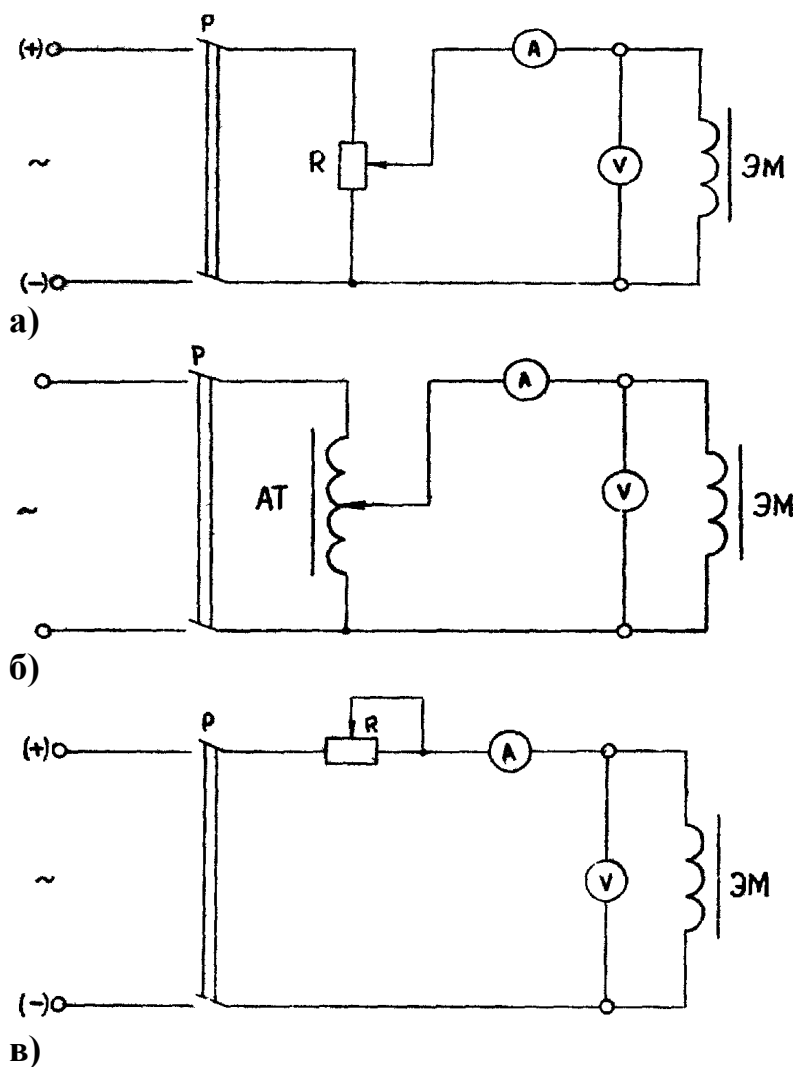


Рис.5. Схемы для проверки электрических характеристик электромагнитов приводов коммутационных аппаратов с помощью:

а - потенциометра; б - автотрансформатора; в - реостатом

Для всех электромагнитов определение параметра срабатывания производится при плавном увеличении напряжения или тока.

Такой метод рекомендуется по следующим причинам:

при плавном нарастании тока или напряжения легче обнаруживаются различные неисправности деталей и ошибки в регулировке;

во многих конструкциях, особенно в пружинных и грузовых приводах, применены облегченные сердечники, скорость движения которых при токе или напряжении срабатывания невелика. Невелика и инерция, накопленная сердечником в момент соприкосновения с отключающей планкой, так как их масса и ход малы. Поэтому поворот планки происходит в основном за счет статического усилия, развиваемого сердечником. Заводы-изготовители регулируют приводы по статическому усилию на отключающей планке;

в некоторых конструкциях электромагнитных приводов начальное расстояние между головкой бойка и защелкой равно нулю, поэтому электромагнит начинает сразу, без свободного хода, поднимать защелку.

Напряжение надежной работы также подбирается при плавном увеличении напряжения. Затем значение напряжения надежной работы уточняется при подаче напряжения толчком.

Напряжение или ток срабатывания (возврата) является одним из основных показателей правильности сборки, регулировки и исправности привода. Если напряжение или ток срабатывания электромагнита оказываются чрезмерно велики (малы), то необходимо выяснить причину неисправности электромагнита или привода.

Основные причины, вызывающие отказ электромагнитов, следующие:

обрыв одной из секций двухсекционной обмотки;

междувитковое замыкание в обмотке;

неправильно выбранные номинальные напряжение и ток электромагнита;

неисправность механизма - грязь, заусенцы, перекосы, малое начальное расстояние между бойком и защелкой, неправильно установленное начальное расстояние между сердечником и контрполюсом. Неисправности обмоток постоянного тока определяют измерением их сопротивления. Неисправности обмоток переменного тока определяются при снятии их вольт-амперных характеристик или при определении их сопротивления на переменном токе. Эти значения определяют при номинальном напряжении и втянутом якоре, чтобы можно было сравнить результаты измерений с данными заводоизготовителей. Неисправности механизма определяют осмотром или измерением статического усилия на отключающей планке. Повышенное напряжение или ток срабатывания исправного электромагнита указывает на неисправность привода, обычно на чрезмерно глубокое зацепление.

Для электромагнитов включения и отключения воздушных выключателей проверить работоспособность при наибольшем рабочем давлении воздуха и снижении напряжения на зажимах электромагнитов до 65% номинального значения. Этим проверяется, что напряжение срабатывания ниже нормируемого значения. Проверку производить со щита управления (релейного щита) подачей напряжения толчком. Напряжение, равное 65% номинального значения, подается либо от мощного источника пониженного напряжения (например, от зарядного агрегата, отпайки от аккумуляторной батареи и т.п.), либо создается искусственно путем ввода дополнительных электромагнитов в цепь питания электромагнитов выключателя от источника оперативного напряжения. Для выключателей с последовательным включением электромагнитов трех фаз необходимо включить дополнительно два последовательно включенных электромагнита. Для выключателей с параллельным включением электромагнитов проверка производится пофазно (цепь электромагнитов двух других фаз разрывается) с включением дополнительно двух электромагнитов собранных параллельно. В данном случае в качестве дополнительных электромагнитов могут быть использованы электромагниты двух других фаз. При отсутствии вспомогательных электромагнитов снижение напряжения на зажимах электромагнитов до 65% номинального значения можно произвести путем

ввода добавочного активного сопротивления в цепь питания электромагнитов выключателя от источника оперативного напряжения по схеме рис. 5,в. В такой схеме за счет последовательно включенного активного сопротивления увеличивается скорость нарастания тока в обмотках электромагнитов. Поэтому при испытании они работают при более легких условиях, чем в действительности. Чтобы компенсировать это различие, рекомендуется проверку производить при понижении напряжения до $(0,5-0,6)U_{ном}$ в зависимости от схемы соединений электромагнитов вместо нормируемого значения $0,65U_{ном}$. Для выключателей с последовательным включением электромагнитов трех фаз значение этого сопротивления (R), в омах, должно быть:

$$R = 0,75 R_{эм}, \quad (5)$$

где $R_{эм}$ - суммарное активное сопротивление трех электромагнитов.

Для выключателей с параллельным включением электромагнитов с форсировкой проверки производятся пофазно (цепь двух других фаз разрывается), а значение добавочного сопротивления (в омах) должно быть:

$$R_{доб} = R_{эм}, \quad (6)$$

где $R_{эм}$ - активное сопротивление обмотки проверяемого электромагнита в режиме форсировки.

Сопротивление всех участков кабеля от источника питания до электромагнитов не учитывается и идет в запас. Подачей напряжения на электромагниты ключом управления или от выходного реле устройства защиты (АПВ) убедиться в отключении и включении всех фаз выключателя.

Для электромагнитов управления воздушных выключателей с внешними токоограничивающими резисторами (ВВД-330, ВВБ-500, ВВБ-750) работоспособность проверяется при снижении до 80% номинального значения напряжения на шинках управления. Способы снижения напряжения такие же, как и указано выше. В случае снижения напряжения путем подключения добавочного резистора значение его сопротивления подбирается экспериментально.

Для электромагнитов отключения масляных выключателей проверить напряжение срабатывания, т.е. минимальное значение оперативного напряжения, при котором отключается выключатель.

Проверка производится непосредственно возле привода выключателя с использованием схемы рис. 5,в в следующем порядке:

а) быстро (чтобы нагрев обмотки электромагнита был минимальным) увеличить напряжение до 35% номинального значения. Снять напряжение и подать его толчком. Выключатель не должен отключаться, в противном случае требуется регулировка;

б) продолжить увеличение напряжения с контролем по вольтметру до момента отключения выключателя, но не выше 65% номинального значения. Зафиксировать напряжение на электромагните, которое было перед отключением выключателя, как напряжение срабатывания;

в) если при плавном увеличении напряжения до 65% номинального значения выключатель не отключится, то опробовать действие

электромагнита при подаче этого же значения напряжения толчком. Если и при этом он не отключится, то отрегулировать привод.

При проверке напряжения срабатывания после каждой неудавшейся попытки отключить выключатель (при подаче напряжения толчком) вернуть отключающую защелку в исходное положение. При предварительной проверке возврат допускается производить вручную, перед окончательной проверкой следует отключить и включить выключатель от схемы управления.

Для контактора включения масляного выключателя проверить напряжение срабатывания и возврата с использованием схемы рис. 5,в.

При снятом питании электромагнита включения и установленных на контакторе гасительных камер плавно увеличить напряжение на обмотке контактора включения и зафиксировать напряжение полного втягивания магнитной системы, которое должно быть не выше 65% номинального значения. Плавно снижая напряжение, проверить напряжение возврата, которое не нормируется, но не должно существенно отличаться от данных предыдущих измерений (снижение напряжения отпадания свидетельствует о нарушении механической регулировки, затираниях и т.п.).

Проверить напряжение срабатывания электромагнитов включения короткозамыкателей, электромагнитов отключения отделителей, электромагнитов включения и отключения выключателей с пружинными и грузовыми приводами. Эти проверки осуществляют аналогично описанным в п.3.7.3.4. В случае проверки привода на переменном оперативном напряжении регулирование напряжения осуществляется с помощью автотрансформатора (рис.5,б).

Напряжение срабатывания электромагнитов включения короткозамыкателей, отключения отделителей и масляных выключателей с грузовым и пружинным приводами на постоянном и переменном оперативном напряжении не должно превышать 65% номинального значения.

Напряжение срабатывания электромагнитов включения выключателей с грузовым и пружинным приводами на постоянном и переменном оперативном напряжении должно быть не выше 80% номинального значения.

Проверить ток срабатывания электромагнитов, питающихся переменным током по схеме дешунтирования. Нормы на значение тока срабатывания отсутствуют. На основании опыта эксплуатации рекомендуется обеспечивать ток срабатывания токовых электромагнитов не более 80% тока срабатывания наиболее чувствительной защиты, действующей на этот электромагнит. Поскольку коэффициент чувствительности токовых защит в соответствии с ПУЭ должен быть не менее 1,2, то минимальное значение тока, проходящего по обмотке электромагнита при КЗ, будет в $1,2/(0,7 \div 0,8) = 1,5-1,7$ раза больше значения его тока срабатывания. За счет этого обычно обеспечивается и необходимое время его работы.

Определить минимальное напряжение заряда блока конденсаторов для четкого срабатывания электромагнита. Проверку произвести при совместной

работе блоков конденсаторов и зарядных устройств с действием на электромагнит включения (отключения) по схеме рис.6 в следующем порядке:

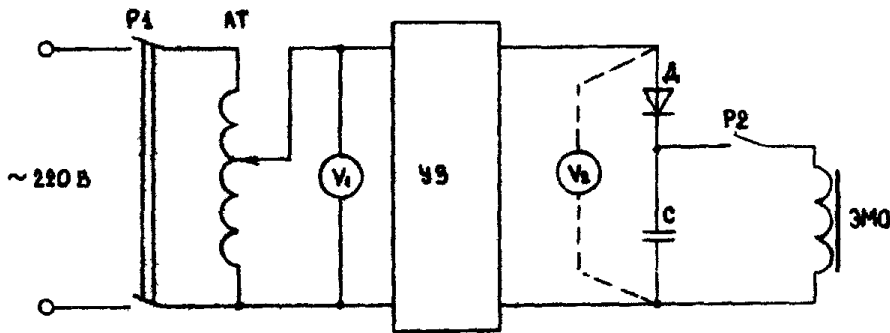


Рис.6. Схема измерения минимального напряжения заряда конденсатора, необходимого для четкой работы электромагнита

а) зашунтировать контакты реле минимального напряжения зарядного устройства;

б) подать пониженное напряжение на зарядное устройство для заряда конденсаторных батарей и после заряда измерить напряжение на конденсаторной батарее кратковременным подключением вольтметра с внутренним сопротивлением не менее чем 2 кОм на 1 В;

в) подключить к заряженному конденсатору обмотку электромагнита;

г) разрядить конденсаторы и увеличить напряжение на входе зарядного устройства, если электромагнит не работает или работает нечетко;

д) повторить операцию заряда конденсаторов и подключение к ним обмотки электромагнита. Подобные операции произвести несколько раз до четкого срабатывания электромагнита.

Значение напряжения на выходе зарядного устройства, при котором электромагнит четко срабатывает, должно быть не более 260 В (65% номинального значения выпрямленного напряжения).

Проверить надежность работы приводов коммутационных аппаратов в полной схеме при значениях оперативного напряжения $0,9U_{ном}$ на включение и $0,8U_{ном}$ на отключение. Способы получения пониженного напряжения аналогичны указанным в п.3.7.3.3.

Проверить время включения (отключения) выключателя, время включения короткозамыкателя и отключения отделителя, время готовности привода (для пружинных приводов с АПВ).

Работы, перечисленные в п.3.7, выполняются персоналом, которому это вменено в обязанность положениями по разграничению зон обслуживания, по методикам, принятым для данного типа коммутационного аппарата.

17.2 Проверка временных характеристик устройств РЗА в полной схеме

1. Временные характеристики устройства РЗА определяются путем измерения времени действия устройства по каналам срабатывания отдельных функциональных узлов (отдельных видов и ступеней защит, устройств, блокировок и др.), входящих в состав устройства, при их взаимодействии между собой при подаче на вход устройства аварийных или пусковых параметров режима (тока, напряжения, замыкания (размыкания) контактов других устройств, воздействующих на вход проверяемого устройства РЗА и др.).

2. Следует измерять полное время действия устройств согласно п.3.6.14.

3. Проверку временных характеристик следует производить от постороннего источника тока и напряжения при полностью собранных цепях устройств, закрытых кожухах реле, установленных и зафиксированных модулях, при отключенных кабельных связях, при номинальном оперативном напряжении.

Для этого удобно использовать комплектное устройство У5053 (ЭУ5001). В зависимости от измеряемого интервала времени следует пользоваться встроенным в устройство электросекундомером или выносным миллисекундомером.

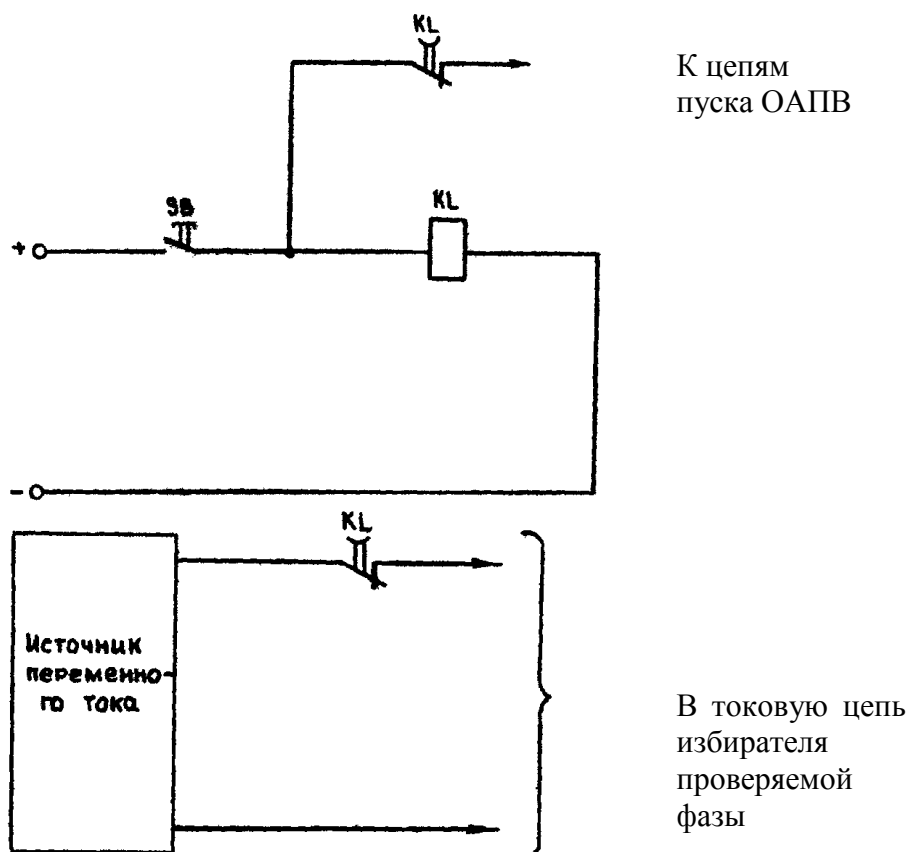


Рис.7. Схема для опробования ОАПВ

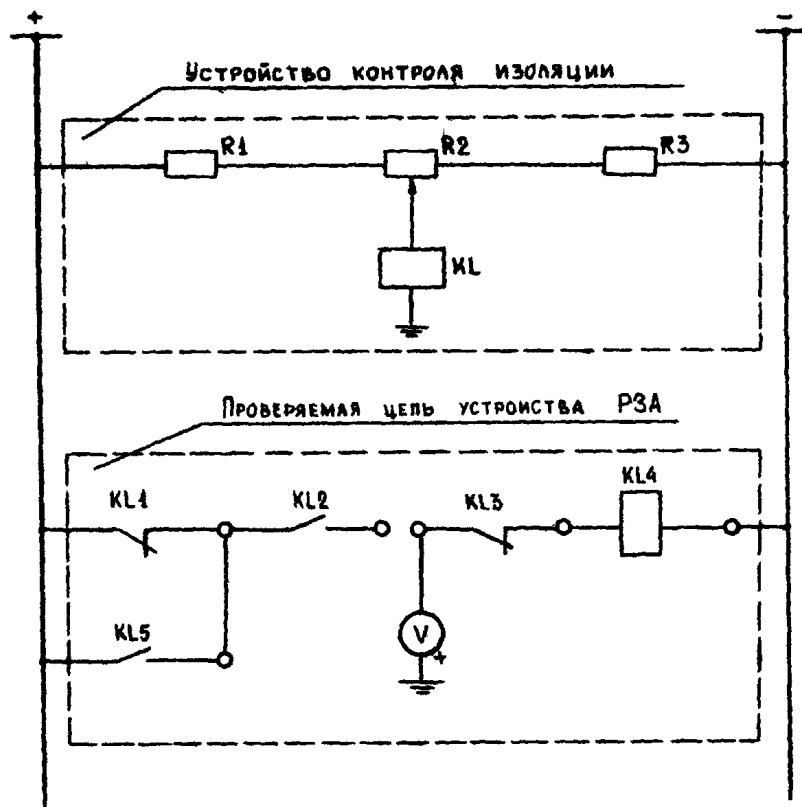


Рис.8. Схема отыскания неисправности с помощью вольтметра

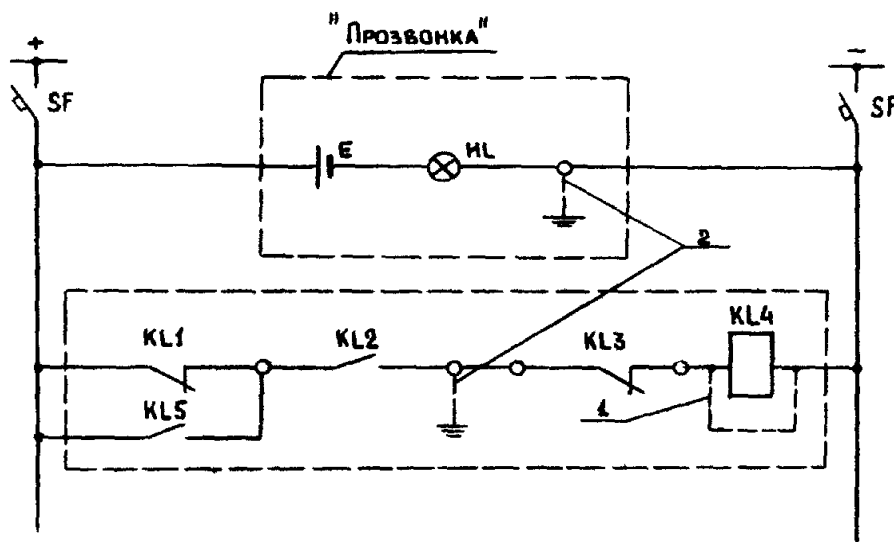


Рис.9. Отыскание неисправности в схеме с помощью "прозвонки"

4. При проверке временных характеристик сложных устройств РЗА на проверяемое устройство РЗА, как правило, должно быть предварительно подано переменное симметричное напряжение, соответствующее нормальному режиму (ток, соответствующий току нагрузки, на устройство обычно предварительно не подается), а затем одновременно с запуском секундомера на устройство подаются сочетания токов и напряжений, имитирующие различные режимы КЗ (однофазные, двухфазные, трехфазные) различной удаленности в зоне действия устройства или его отдельных

ступеней, вне зоны, в начале защищаемого участка, "за спиной" (для защит линий - на шинах подстанции), а также другие режимы, при которых может проявляться правильное или неправильное поведение устройства РЗА, например, при сбросе обратной мощности, снижении переменного напряжения до нуля при отсутствии тока и т.п.

5. При проверках временных характеристик устройств РЗА с зависимыми характеристиками времени действия от кратности подводимых параметров должны быть проверены две-три точки характеристик, а для устройств, от которых такая зависимость не требуется, эти проверки должны проводиться при подведении таких кратностей, которые бы обеспечивали работу устройств в независимой части характеристик или соответствовали расчетным значениям токов КЗ. Эти кратности должны соответствовать приведенным ниже:

а) для защит максимального действия — 0,9 и 1,1 уставки срабатывания для контроля несрабатывания защиты в первом и срабатывания во втором случаях; для контроля времени действия - ток или напряжение, равные 1,3 уставки срабатывания.

Для токовых направленных защит подается номинальное переменное напряжение с фазой, обеспечивающей срабатывание реле направления мощности. При этом поданная мощность должна превышать мощность срабатывания реле не менее чем в 2-3 раза.

Для дифференциальных защит ток подается поочередно в каждое из плеч защиты;

б) для защит минимального действия - 1,1 и 0,9 уставки срабатывания для контроля несрабатывания защиты в первом и срабатывания во втором случаях; для контроля времени действия - ток или напряжение, равные 0,8 уставки срабатывания;

в) для дистанционных защит временную характеристику следует снимать для сопротивлений, равных $0,5Z_1$; $0,9Z_1$; $1,1Z_1$; $0,9Z_2$; $1,1Z_2$; $0,9Z_3$; $1,1Z_3$. Регулировку выдержки второй и третьей ступеней производить при сопротивлениях, равных соответственно $1,1Z_1$ и $1,1Z_2$. Регулировку выдержки времени в первой ступени (при необходимости) производить при сопротивлениях $0,5Z_1$. Кроме времени срабатывания, измеряется длительность замкнутого состояния устройства по "памяти" при имитации близких КЗ в "мертвой зоне".

При проверках временных характеристик необходимо измерять время действия отдельных ступеней защиты по цепи ускорения. Эти измерения производятся при подведении к ней тех же кратностей тока и напряжения, что и при контроле (регулировке) времени действия.

6. Следует измерить время повторной готовности всех элементов схемы, невзврат которых может привести к отказу или излишней работе устройств РЗА.

7. Проверку и регулировку временных характеристик следует производить с учетом имеющего место разброса временных параметров

(п.3.6.12,б). После выставления временной уставки следует сделать метку, фиксирующую положение переключателя уставок (п.3.6.12,е).

8. После проверки временных характеристик не следует производить работы, в результате которых может нарушиться целостность проверенных цепей и работоспособность устройства, например, изменять положение переключателей уставок, вынимать блоки из разъемов, отсоединять проводники и т.п.

17.3 Проверка взаимодействия проверяемого устройства РЗА с другими устройствами РЗА и коммутационными аппаратами

1. Во всех случаях перед вводом устройства РЗА в работу (или перед проверкой под нагрузкой, если она будет производиться) при новом включении или после технического обслуживания, связанного с работами в оперативных цепях, при котором эти цепи могли оказаться нарушенными, для проверки работоспособности устройств РЗА, коммутационных аппаратов и правильности функционирования оперативных цепей, связывающих их между собой в единый комплекс, следует произвести проверку взаимодействия устройства РЗА с другими устройствами РЗА и коммутационными аппаратами во всех режимах, при которых проектом предусмотрено действие устройства РЗА на другие устройства и коммутационные аппараты, или проверить те цепи, которые могли оказаться нарушенными в процессе работы.

2. Проверку взаимодействия устройств РЗА следует производить, как правило, на выведенных из работы устройствах РЗА и разобранных разъединителями схемах первичных соединений коммутационных аппаратов. Проверку взаимодействия в этом случае следует производить в следующем порядке:

а) при снятом с устройств и коммутационных аппаратов оперативном токе подсоединить кабельные связи между устройствами РЗА и коммутационными аппаратами, предварительно проверив их изоляцию (или проверить изоляцию устройства РЗА в полностью собранной схеме) согласно п.3.5;

б) подать на устройства РЗА номинальное напряжение оперативного тока;

в) провести проверку взаимодействия непосредственным воздействием одного устройства на другое для каждой цепи с учетом требований, изложенных в пп.3.8.4-3.8.7. При проверке взаимодействия следует учитывать положение коммутационных аппаратов и реле, блок-контактов, фиксирующих это положение. Проверку в необходимых случаях следует производить при включенном и отключенном положении коммутационных аппаратов, а если такой возможности нет - размыканием или замыканием блок-контактов коммутационных аппаратов.

Для сложных устройств РЗА, выполненных на базе ИМС, в случаях, когда имитация проверяемых режимов затруднена, допускается проводить

проверку взаимодействия, устанавливая переключки в выходных цепях на рядах выводов устройств РЗА при условии, что предварительно на рядах выводов устройства были проверены выходные воздействия;

г) подать оперативный ток на коммутационные аппараты и опробовать действие устройства РЗА на отключение, включение, в том числе АПВ. Действие газовой защиты должно быть опробовано на отключение выключателей (или другие коммутационные аппараты) путем непосредственного воздействия на газовые реле.

При невозможности опробования действия устройства РЗА непосредственно на другие устройства РЗА и коммутационные аппараты следует произвести это опробование косвенным способом, например, на реле, вольтметр, лампочку и т.п. при соответствующем положении коммутационного аппарата.

3. Подключение кабельных связей проверяемого устройства и проверку его взаимодействия с включенными в работу устройствами РЗА следует производить при номинальном напряжении оперативного тока в следующей последовательности:

а) проверить отсутствие подсоединения на рядах выводов устройств РЗА цепей связи с проверяемым устройством;

б) проверить отсутствие (наличие) сигналов на соответствующих выводах проверяемого устройства;

в) подсоединить цепи связи с другими устройствами на рядах выводов проверяемого устройства, предварительно проверив "прозвонкой" правильность маркировки жил и их изоляцию (п.3.5);

г) проверить запуск проверяемого устройства от воздействия других устройств по цепям связи с ними подачей сигналов на жилы кабелей со стороны других устройств;

д) проверить исправность цепей воздействия проверяемого устройства на другие устройства путем измерения сопротивления (напряжения) между жилами кабелей со стороны других устройств;

е) подготовить цепи управления коммутационными аппаратами, проверить отсутствие сигналов от проверяемого устройства на цепи отключения (включения) коммутационных аппаратов, подсоединить цепи связи проверяемого устройства с коммутационными аппаратами;

ж) проверить отсутствие (наличие) сигналов от проверяемого устройства на жилах остальных кабелей со стороны других устройств;

з) подсоединить цепи связи проверяемого устройства к выводам других устройств;

и) произвести с разрешения оперативного персонала опробование действия цепей отключения (включения) каждого вводимого в работу устройства РЗА на коммутационные аппараты и на другие устройства РЗА, посредством которых производится отключение (включение) коммутационных аппаратов, например, УРОВ, дифференциальной защиты шин, устройства АПВ.

При наличии разделения цепей отключения по фазам должны быть опробованы цепи отключения каждой фазы коммутационного аппарата.

4. Проверка взаимодействия устройств, реализация действия которых происходит на других энергообъектах, например с использованием ВЧ каналов устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, должна выполняться по программам (п.2.1) под контролем службы РЗА, в управлении которой находится ВЧ канал.

18. ПРОВЕРКА ПРАВИЛЬНОСТИ СБОРКИ ТОКОВЫХ ЦЕПЕЙ И ЦЕПЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ ВТОРИЧНЫМ ТОКОМ И НАПРЯЖЕНИЕМ

1. Перед проверкой устройств РЗА первичным током и напряжением в случаях, когда имеется сомнение в правильности сборки схемы подключения устройства РЗА к вторичным обмоткам трансформаторов тока и напряжения или есть необходимость в их предварительной проверке для ускорения последующих этапов работы, следует проверять правильность прохождения токов через все устройства РЗА и измерять на них напряжения при подключении посторонних источников к проверяемым вспомогательным цепям тока и напряжения.

2. Правильность сборки токовых цепей следует проверять, подключая поочередно однофазный источник тока к выводам сборки трансформаторов тока или к выводам ближайшего к трансформаторам тока устройства РЗА между каждым фазным и нулевым проводами (рис.10) или между фазными проводами, в случае сборки вторичных обмоток трансформаторов тока в треугольник.

При этом прибором ВАФ-85 следует контролировать протекание тока через вторичную обмотку проверяемой фазы трансформатора тока и через каждое из устройств РЗА (на входных выводах устройств) по тем фазным и нулевым проводам, к которым подключен источник тока, и отсутствие тока (точнее весьма малое его значение) в остальных проводах и обмотках.

Если используются нагрузочные устройства без разделительного (нагрузочного) трансформатора T_r , следует отключить проводник, заземляющий токовые цепи.

При проверке первичная обмотка трансформаторов тока не должна быть замкнута.

Поочередно проверяются цепи, подключенные к каждой из обмоток трансформаторов тока.

Подключив амперметр A и вольтметр V (см. рис.10) при этой проверке, можно определить также сопротивление нагрузки на токовые цепи.

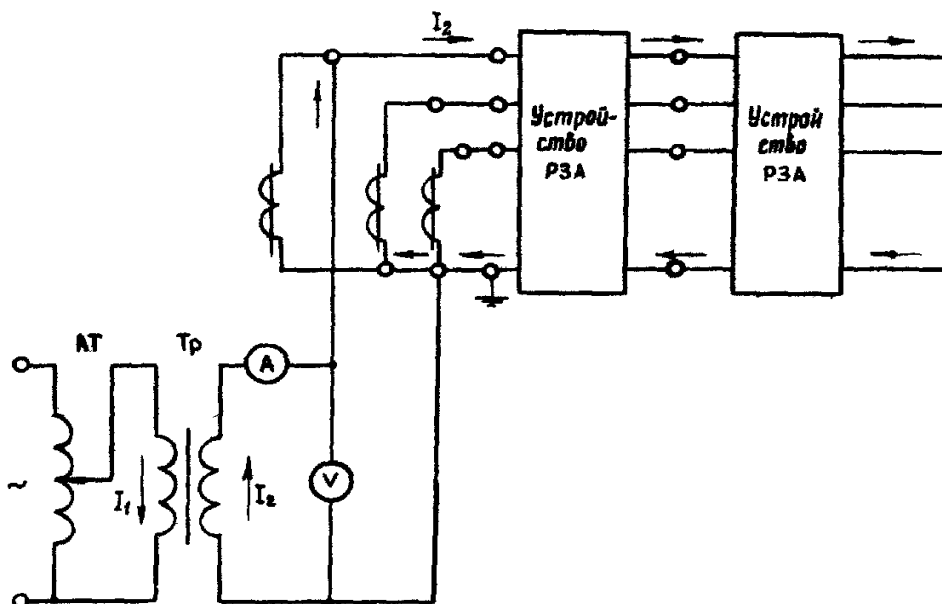


Рис.10. Схема проверки правильности сборки токовых цепей однофазным вторичным током

3. Правильность сборки цепей напряжения следует проверять путем подачи напряжения от источника симметричного трехфазного напряжения со значением подводимого линейного напряжения 100 В к одному из устройств РЗА в релейном зале (или в другом месте) с тем порядком чередования фаз, который предусмотрен схемой цепей напряжения и проверки. При этом проверяется сохранение этого порядка чередования фаз во всей схеме цепей напряжения. Источник напряжения не должен иметь гальванической связи с землей. Автоматические выключатели и рубильники в цепях трансформатора напряжения должны быть отключены. Временно устанавливается дополнительное заземление цепей напряжения после коммутационных аппаратов за исключением случаев, когда заземление установлено на щите управления. Заземляется фаза В цепей напряжения. Поочередно подаются напряжения в цепи "звезды" и "разомкнутого треугольника" или одновременно, если позволяет схема источника, в обе схемы. При этом прибором ВАФ-85 измеряются значения напряжений на всех устройствах РЗА и на выводах автоматических выключателей трансформаторов напряжения и определяется чередование фаз. Чередование фаз напряжения на устройствах РЗА должно быть такое же, как и на источнике. При определении порядка чередования фаз напряжение в цепях "звезды" вывод В прибора ВАФ-85 присоединяется к земле, а выводы А и С - к цепям напряжения с одноименной маркировкой. При проверке схемы цепей "разомкнутого треугольника" от источника напряжения, собранного в схему "звезды" с нулевым проводом, следует установить соответствие между выводами источника напряжения, например, А, В, С, О и цепями "разомкнутого треугольника", например, Н, К, И, Ф. При заземлении вывода В прибора ВАФ-85 и подключении его выводов А и С к цепям с маркировкой "Н" и "И" прибор должен показать то же чередование, что и на источнике (А,

В, С). Следует иметь в виду, что при наличии в цепях напряжения "разомкнутого треугольника" реле мощности РБМ-178, РБМ-278 с термически неустойчивыми обмотками напряжения, они должны быть на время проверки в вышеуказанном случае исключены из схемы цепей напряжения на испытательных блоках или рядах выводов устройства РЗА.

4. При проверках, указанных в пп.3.11.2, 3.11.3, следует фиксировать работу измерительных щитовых приборов и избегать их зашкаливания.

18.1 Проверка устройств РЗА первичным током и напряжением

1. Проверку устройств РЗА первичным током и напряжением следует производить для окончательной проверки исправности и правильности подключения устройств РЗА к цепям тока и напряжения и самих трансформаторов тока и напряжения.

2. Проверку следует производить при подаче тока и напряжения непосредственно в первичные обмотки трансформаторов тока и напряжения от постороннего источника или током нагрузки и рабочим напряжением.

3. Для простых дифференциальных и ненаправленных максимальных токовых защит проверка от постороннего источника тока может быть окончательной и после нее эти защиты могут вводиться в работу.

Для других устройств РЗА эта проверка может быть выполнена для предварительной проверки исправности цепей тока, устройств РЗА и измерительных трансформаторов тока.

4. Проверку устройств РЗА током нагрузки и рабочим напряжением следует производить в следующих случаях:

а) если в защитах есть реле, питающиеся одновременно от трансформаторов тока и от трансформаторов напряжения;

б) когда проверка устройства РЗА производится без отключения силового оборудования, на котором оно установлено;

в) когда проверка первичным током нагрузки и рабочим напряжением выполняется более просто и с меньшей затратой времени, чем проверка от постороннего источника;

г) при необходимости двусторонней проверки устройств РЗА линий.

5. Для того, чтобы во время проверки не нарушить токовые цепи, измерения токов следует производить с помощью специальных токоизмерительных клещей, например имеющихся в приборе ВАФ-85. При отсутствии токоизмерительных клещей измерение токов производится без отключения проводников с помощью измерительных выводов и испытательных блоков. Малые токи, например, токи небаланса, токи, протекающие в нулевом проводе вторичных цепей трансформаторов тока при симметричной нагрузке, и прочие измеряются с помощью миллиамперметров, подключаемых к измерительным выводам или к выводам испытательных блоков. Векторные диаграммы токов при малых токах нагрузки снимаются способами, указанными в п.3.12.14.

6. Во избежание коротких замыканий все переключения в цепях напряжения проверяемого устройства РЗА при проверке рабочим напряжением должны, как правило, производиться с помощью контрольных штекеров испытательных блоков либо при снятом напряжении с устройства РЗА.

7. Непосредственно перед проверкой устройств РЗА первичным током и напряжением следует произвести:

- а) осмотр аппаратуры устройств РЗА и рядов выводов;
- б) проверку целостности токовых цепей путем измерения их активного сопротивления;
- в) проверку изоляции цепей тока и напряжения в соответствии с п.3.5;
- г) проверку наличия заземления в цепях тока, напряжения и т.п.;
- д) установку накладок, переключателей, крышек испытательных блоков и других коммутационных элементов устройств в положения, при которых исключается воздействие проверяемого устройства на другие устройства и коммутационные аппараты. В отдельных случаях цепи воздействия на коммутационные аппараты могут не отключаться, если схема первичных соединений допускает одновременное опробование отключения коммутационных аппаратов и это предусмотрено программой.

8. При проверке устройств РЗА от постороннего источника ток к первичным обмоткам трансформаторов тока может подаваться различными способами, указанными ниже.

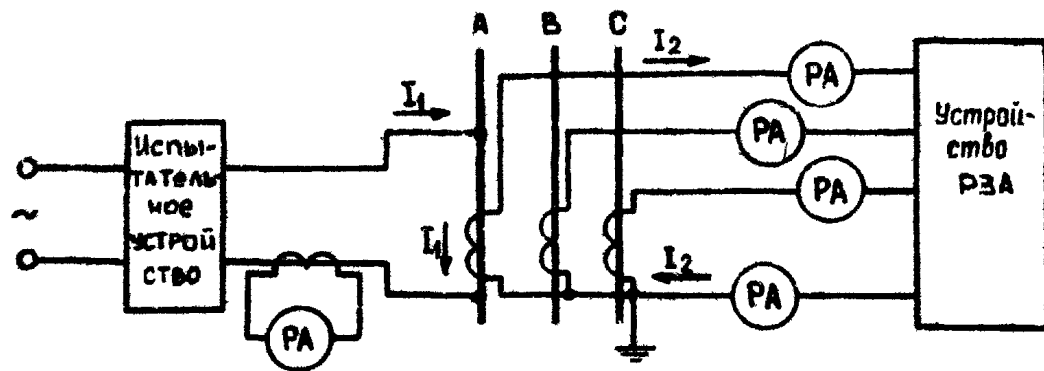
От однофазных нагрузочных устройств. Схемы проверки для разных соединений трансформаторов тока приведены на рис.11. Первичный ток от любого достаточно мощного нагрузочного устройства поочередно на каждый трансформатор тока или на два, или три последовательно включенных трансформатора тока в зависимости от схемы соединений трансформаторов тока и увеличивают до тех пор, пока ток во вторичных цепях трансформаторов тока не достигнет 10-20% номинального значения тока трансформаторов тока. Измеряя токи во вторичных цепях, проверяют исправность токовых цепей, правильность их соединения и правильность установленного коэффициента трансформации трансформаторов тока.

При этом в схеме "полной звезды" (рис. 11, а) значения токов в фазном проводе проверяемого трансформатора тока и нулевом проводе должны быть практически равны между собой. В схеме "на разность токов" (рис.11, б) значение тока, поступающего в защиту, должно быть в два раза больше токов, протекающих во вторичных обмотках трансформаторов тока. В схемах "неполной звезды" (рис.11,в) и "полной звезды" (рис. 11,г) значения токов в фазных проводах должны быть одинаковыми, а значение тока в нулевом проводе должно быть равно сумме токов, протекающих в фазных проводах.

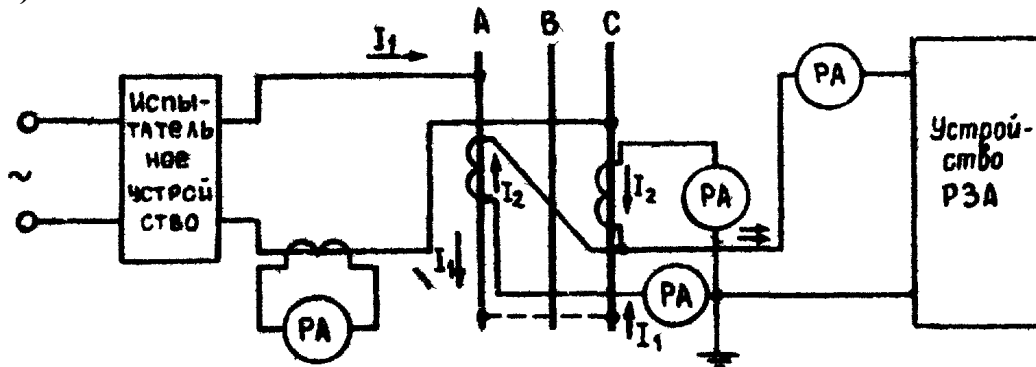
После проверки исправности токовых цепей, если позволяет мощность источника, значение тока следует увеличивать до момента срабатывания защиты.

От однофазного источника могут быть проверены также схемы дифференциальных защит крупных двигателей (рис.12).

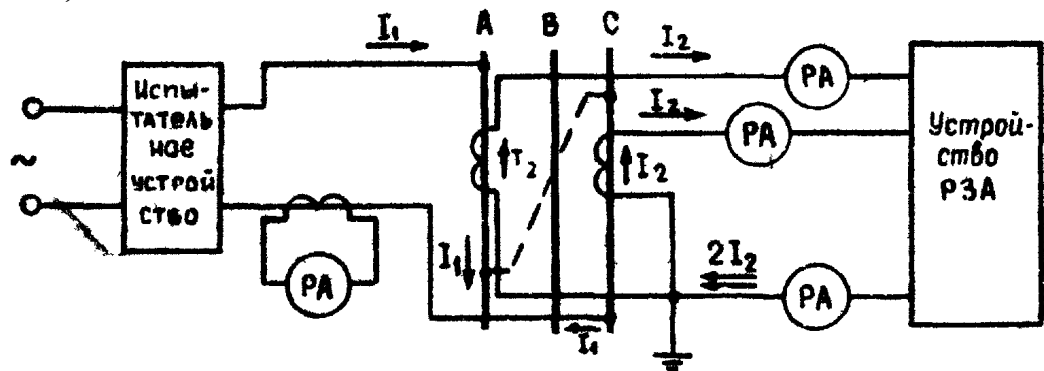
Проверку следует производить поочередно для каждой фазы двигателя. При проверке обмотка проверяемой фазы двигателя должна быть закорочена, а испытательное устройство подключено таким образом, чтобы обтекались током оба трансформатора тока проверяемой фазы (имитация КЗ вне зоны действия защиты). Значения токов, измеренных в фазном и нулевом проводах, должны быть одинаковы (при равных коэффициентах трансформации трансформаторов тока), а в дифференциальном проводе - равны нулю. Целостность проводов дифференциальной цепи следует проверять при подсоединении одного из проводов источника тока к точке К, расположенной в зоне действия защиты, или, если в токовых цепях установлены испытательные блоки, - снятием рабочей крышки блока в одном из плеч дифференциальной защиты (в режиме имитации КЗ вне зоны).



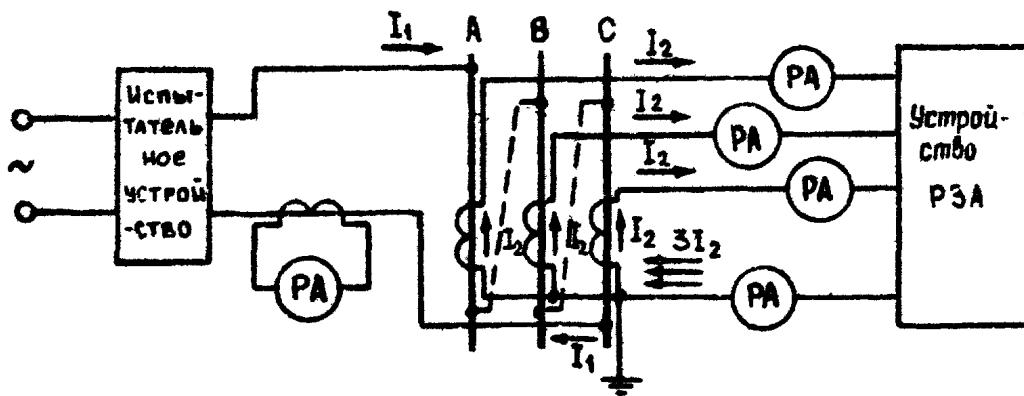
а)



б)



в)



г)

Рис.11. Схемы проверки максимальных токовых защит первичным током от однофазного источника тока при соединении трансформаторов тока:

а - в "полную звезду" при подаче тока в одну фазу; б - "на разность токов"; в - в "неполную звезду"; г - в "полную звезду" при подаче тока в три фазы

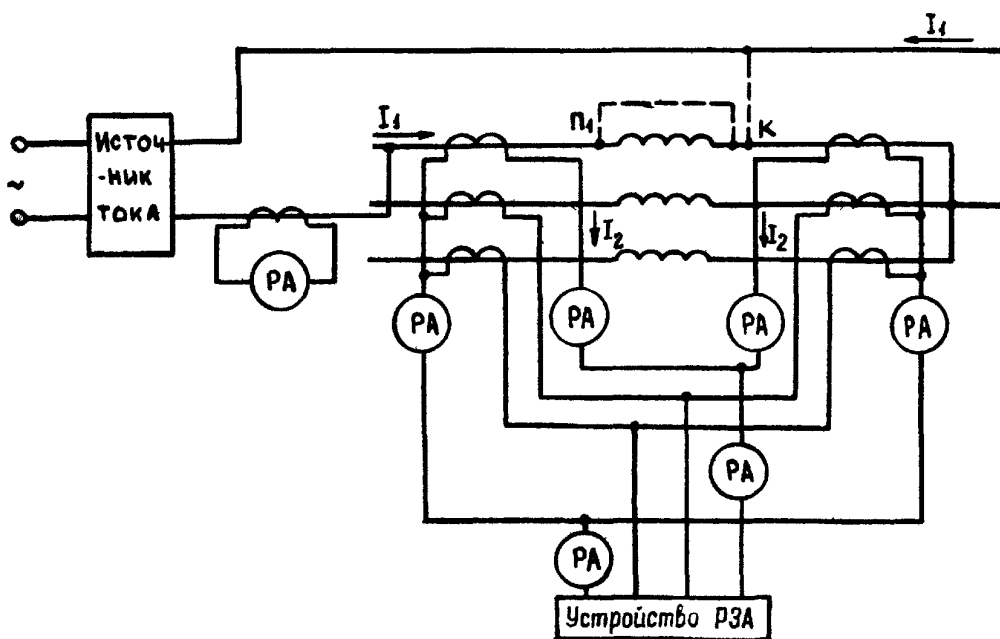


Рис.12. Схема проверки дифференциальной защиты двигателя первичным током от однофазного источника

От трехфазного источника питания. Этот способ применяется для проверки продольных дифференциальных, максимальных токовых защит и других устройств РЗА трансформаторов, автотрансформаторов, двигателей, генераторов и блоков генератор-трансформатор. Этот метод следует применять для проверки мощных сетевых трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов), когда от обмотки низкого напряжения питаются только собственные нужды подстанции, и в этом плече при включении под рабочее напряжение не будет достаточного значения тока для проверки дифференциальной защиты.

Схема проверки защит трансформатора приведена на рис.13.

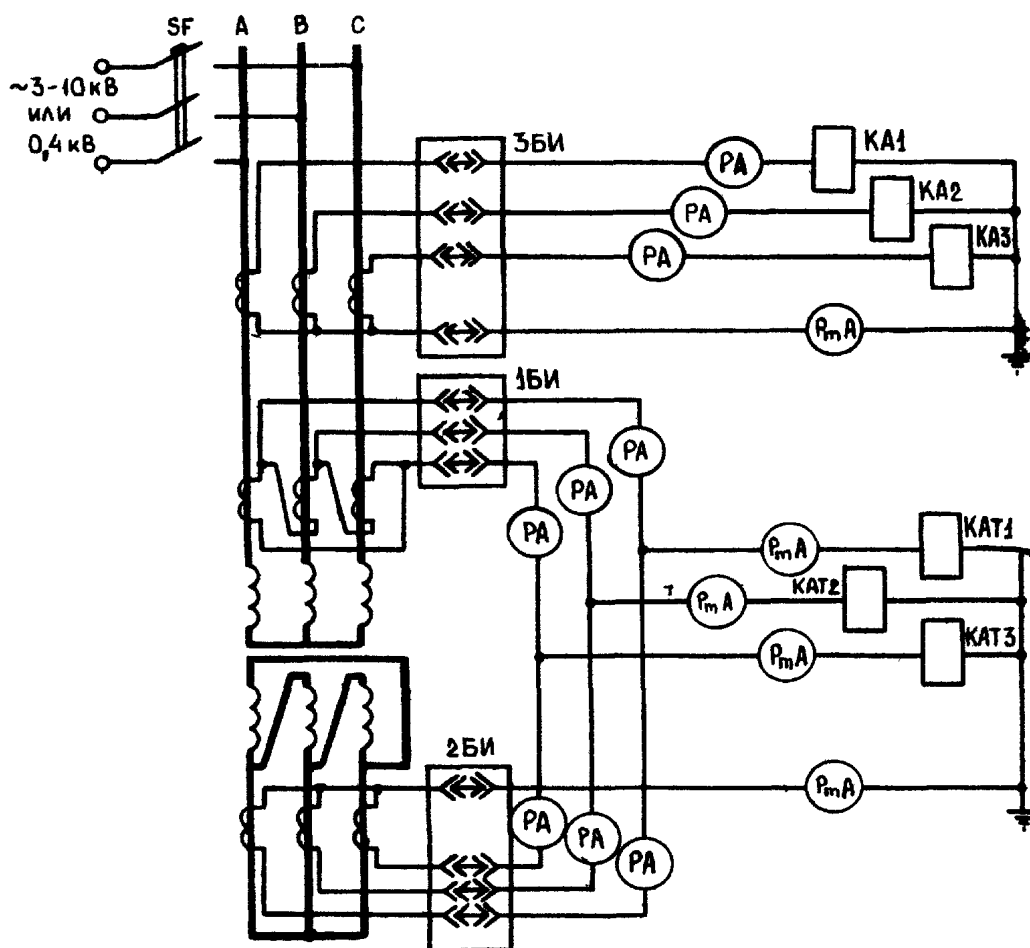


Рис.13. Схема проверки защит трансформатора первичным током от трехфазного источника.

Со стороны низкого напряжения трансформатора следует установить испытательную трехфазную закоротку, а со стороны высокого напряжения подать трехфазное напряжение от сети 0,4; 3-10 кВ или от другого трансформатора. Источник питания подключается обычно со стороны высокого напряжения трансформатора для того, чтобы можно было использовать источник меньшей мощности, чем при включении источника со стороны низкого напряжения трансформатора.

Значение испытательного тока ($I_{исп}$), в амперах, проходящего через трансформатор от источника пониженного напряжения, следует определить по формуле

$$I_{исп} = I_{ном} \frac{U_{исп} \cdot 100}{U_{ном} U_k}, \quad (7)$$

где $I_{ном}$ — номинальный ток проверяемого трансформатора, А;

$U_{исп}$ — напряжение источника пониженного напряжения, кВ;

$U_{ном}$ — номинальное напряжение проверяемого трансформатора со стороны подключения источника пониженного напряжения, кВ;

U_k - напряжение короткого замыкания проверяемого трансформатора (той пары обмоток, которая участвует в проверке), %.

При использовании в качестве источника питания другого трансформатора его необходимая мощность $S_{исп}$, в кВ·А, может быть подсчитана по формуле

$$S_{исп} \geq S_{ном} \left(\frac{U_{исп}}{U_{ном}} \right)^2 \frac{100}{U_k} \quad (8)$$

где $U_{исп}$ — номинальное напряжение испытательного трансформатора со стороны обмотки, подключаемой к проверяемому трансформатору, кВ;

$S_{ном}$, U_k — номинальные мощность и напряжение короткого замыкания проверяемого трансформатора соответственно, кВ·А и %;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение проверяемого трансформатора со стороны обмотки, к которой подключается испытательный трансформатор, кВ.

Проверку рекомендуется производить в следующем порядке:

а) подобрать источник питания (по мощности и напряжению), место его подключения (с какой стороны трансформатора) и рассчитать значения первичных и вторичных токов. По значению первичного тока выбрать сечение подводящего кабеля и закоротки, а также оценить, допустим ли режим испытания для источника питания. Рекомендуется в качестве источника питания применять трансформаторы, отключение которых не может вызвать нарушения электроснабжения;

б) при подключении к источнику питания необходимо обеспечить защиту от короткого замыкания в подводящем кабеле;

в) по значениям вторичных токов оценить возможность получения достоверных результатов проверки.

При достаточных значениях вторичных токов измерить токи и напряжения небалансов дифференциальных защит, фильтров тока прямой, обратной и нулевой последовательностей, снять векторную диаграмму вторичных токов. При снятии векторной диаграммы опорное напряжение, подаваемое на прибор ВАФ-85, должно быть синхронным с напряжением сети пониженного напряжения. Это напряжение может быть взято от вторичных цепей трансформаторов напряжения или непосредственно от трехфазной сети с линейным напряжением 220-380 В. При питании от сети 380 В прибор ВАФ-85 должен быть подключен к трехфазной сети через три одинаковых резистора ПЭВ-25 сопротивлением 2,2-5,6 кОм или ПЭВ-10 сопротивлением 5,1-5,6 кОм (рис.14, а) или через три одинаковых конденсатора емкостью 0,05 мкФ (рис.14, б). Измерение углов между векторами токов в измеряемых цепях можно произвести также с помощью двухлучевого осциллографа, например, С1-64 и двух токоизмерительных клещей прибора ВАФ-85. В этом случае осциллографом измеряются углы между напряжением на выходах токоизмерительных клещей. Двое клещей первоначально подключают в цепь одного и того же провода одинаковой полярностью и соответствующим образом к входам осциллографа, чтобы на экране две синусоиды совпадали по фазе, затем одни клещи поочередно переносятся в цепь двух других фаз токовых цепей, а другие клещи остаются

на прежнем месте. При этом определяются углы сдвига фаз между векторами токов по отношению к вектору тока в цепях первой фазы.

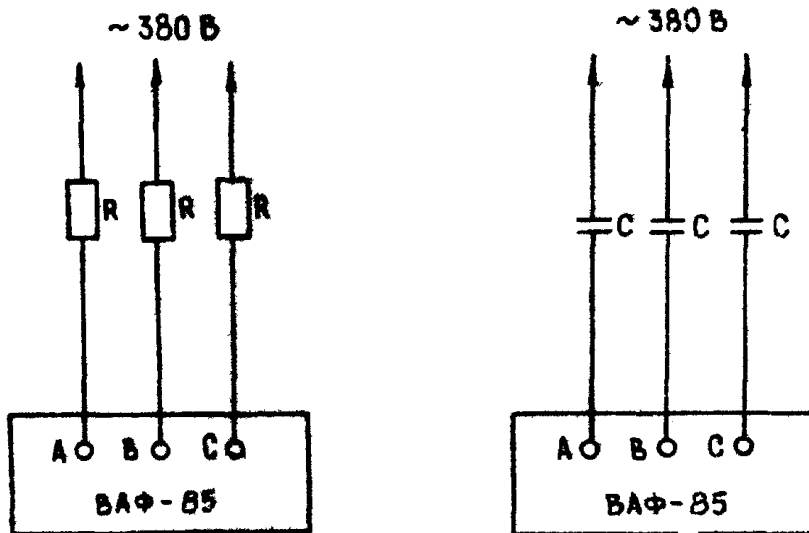


Рис.14. Схемы подключения прибора ВАФ-85 к сети 380В через дополнительные:
а - резисторы; б - конденсаторы

При правильно собранных токовых цепях значения токов в фазных проводах должны быть равны:

$$I_{2\lambda} = \frac{I_{1\lambda}}{n_{\text{ТТ}}}; \quad (9)$$

$$I_{2\Delta} = \sqrt{3} \frac{I_{1\Delta}}{n_{\text{ТТ}}}; \quad (10)$$

где $I_{2\lambda}$, $I_{2\Delta}$ - токи, протекающие в фазных проводах вторичных цепей трансформаторов тока, соединенных соответственно в "звезду" и "треугольник". А;

$I_{1\lambda}$, $I_{1\Delta}$ - токи, протекающие в первичных обмотках трансформатора тока, А.

Токи небаланса, измеряемые миллиамперметром в дифференциальных и кулевом проводах, должны быть близки к нулю и не превышать расчетных токов небаланса более чем на 20-30%. При поочередном снятии крышек испытательных блоков (при отсутствии токовых отсоединений и закорачиваний в сторону трансформаторов тока соответствующих цепей на рядах выводов устройства РЗА) измеряются токи в дифференциальных проводах, которые должны быть равны токам в фазных проводах того плеча защиты, вторичные цепи которого остаются в работе.

Защиты двигателей высокого напряжения могут быть проверены от трехфазного нагрузочного устройства при закороченных обмотках статора или при подключении обмотки статора к сети пониженного напряжения, например, 380 В при закороченных и заземленных обмотках ротора (для двигателей с фазным ротором).

Проверку защит генераторов и блоков генератор-трансформатор следует производить при отсоединенном от испытательной схемы статоре

генератора. При этом токопровод генератора необходимо пофазно соединить переключателями.

От трехфазного источника может быть проверена также правильность сборки цепей напряжения. В этом случае закоротки не устанавливаются, к первичным обмоткам трансформаторов напряжения подводится пониженное трехфазное напряжение, а во вторичных цепях трансформаторов напряжение вольтметром (милливольтметром) снимается потенциальная диаграмма и затем методом засечек строится векторная диаграмма, по которой определяется правильность сборки схемы (п.3.12.11). Направление вращения фаз в этом случае следует установить с помощью двухлучевого осциллографа.

Цепи напряжения возбужденного генератора могут быть проверены при его вращении на холостом ходу.

Первичным током короткого замыкания от специально выделенного генератора. Этот способ следует применять при проверках устройств РЗА генераторов, а также трансформаторов и линий электропередачи, когда имеется возможность выделить генератор для их проверки.

Трехфазная закоротка (должна быть рассчитана на номинальный ток генератора) устанавливается так, чтобы ток от выделенного генератора проходил через трансформаторы тока проверяемых устройств РЗА. При этом, если в цепи протекания первичного тока КЗ от генератора находятся выключатели, необходимо принять меры, предотвращающие их отключения, во время проверки, а в цепях возбуждения генератора принять меры, предотвращающие повышение напряжения в статоре генератора при обрыве цепи протекания тока КЗ.

Постепенно повышая ток возбуждения генератора, увеличивают ток КЗ - до значения, достаточного для проверки устройств РЗА.

Устройства РЗА генератора могут быть также проверены при вращении невозбужденного генератора валоповоротным устройством при установленной трехфазной закоротке в цепях статора (или за блочным трансформатором) согласно "Методическим указаниям по проведению комплексных электрических испытаний блоков генератор-трансформатор и их устройств релейной защиты и автоматики" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1980). В этом случае в связи с отсутствием опорного напряжения для прибора ВАФ-85 векторные диаграммы токов могут быть сняты с помощью двухлучевого осциллографа (п.3.12.8.2), самописцев или включением миллиамперметров постоянного тока в измеряемые цепи. В последнем случае из-за большого периода изменения токов в фазах (2-18с) можно определить угол между токами, протекающими в фазах, измеряя время между одними и теми же точками синусоид с помощью секундомера (например, при прохождении тока через нуль).

В случаях, когда проверка устройств РЗА от постороннего источника проводилась малыми токами, недостаточными для достоверной оценки правильности включения устройства РЗА, следует после включения оборудования под нагрузку произвести проверку устройств РЗА в полном

объеме согласно п10. Если же токи были достаточны и проверка производилась от трехфазного источника питания, можно ограничиться проверкой векторной диаграммы только одной из групп трансформаторов тока и измерить токи небалансов в нулевых проводах, дифференциальных цепях, фильтрах.

Проверку устройств РЗА током нагрузки и рабочим напряжением следует производить при включении в работу первичного оборудования за счет токов нагрузки. Эту проверку можно производить также при предварительном включении первичного оборудования под напряжение за счет уравнивающих токов параллельно включенных трансформаторов, токов шунтирующих реакторов, подключенных к ВЛ 500-1150 кВ, емкостных токов участков ВЛ напряжением 500-750 кВ.

При отсутствии нагрузки или источника питания на стороне низкого напряжения автотрансформатора с выносными регулировочными устройствами можно использовать ток регулировочного трансформатора при установке переключателя в крайние положения. При правильно собранных токовых цепях защиты при установке переключателя в положение 1, что соответствует минимальному коэффициенту трансформации между сторонами высокого и среднего напряжений автотрансформатора, вектор тока стороны низкого напряжения должен примерно совпадать с вектором тока стороны среднего напряжения. При установке же переключателя в другое крайнее положение, соответствующее максимальному коэффициенту трансформации, вектор тока стороны низкого напряжения должен примерно совпадать с вектором тока стороны высокого напряжения.

При новом включении проверку следует производить в полном объеме, указанном в п.11.

11. Перед включением под нагрузку должны быть сфазированы первичные цепи вновь вводимого и действующего оборудования. Для этого вновь вводимое оборудование опробуется действующим рабочим напряжением. При этом напряжение должно быть подано и на первичные обмотки вновь вводимых трансформаторов напряжения.

Следует убедиться в исправности вновь вводимых трансформаторов напряжения путем измерения значений напряжений (фазных, линейных, $3U_0$, между выводами обмоток, собранных в "звезду" и "разомкнутый треугольник") во вторичных цепях проверяемого трансформатора напряжения и проверкой чередования фаз или снятием векторной диаграммы напряжений прибором ВАФ-85. Измерения производятся в шкафу трансформатора напряжения и на панели щита управления, куда приходят кабели из шкафа трансформатора напряжения. Удобно сначала измерить все напряжения относительно, земли. По результатам этих измерений оценивается правильность соединений вторичных обмоток трансформаторов. Если фазные и линейные напряжения симметричны, а в цепи разомкнутого треугольника напряжение небаланса не превышает 1-3В, то в схеме нет неправильно включенных (перевернутых по полярностям) обмоток. Правильность наименования фаз определяется при определении чередования

фаз либо пофазным отключением трансформатора напряжения со стороны высокого напряжения, если там установлены однофазные разъединители или предохранители. При пользовании фазоуказателем или прибором ВАФ-85 вывод В прибора соединяется с землей (если в схеме трансформатора напряжения заземлен нуль, а не фаза В, то на время проверки заземление нужно перенести на фазу В).

Для трехобмоточных трансформаторов напряжения с номинальным первичным напряжением 35кВ и выше с выведенными вершинами разомкнутого треугольника для проверки правильности сборки цепей разомкнутого треугольника можно произвести также построением потенциальной диаграммы напряжений. Диаграмма строится методом "засечек" по результатам измерений напряжения между каждым из выводов разомкнутого треугольника и всеми фазами и нулем "звезды". Для стандартной схемы вторичных цепей трансформатора напряжения с заземленными выводами В и К построение векторной диаграммы приведено на рис.15, а значение измеренных напряжений - в табл.4.

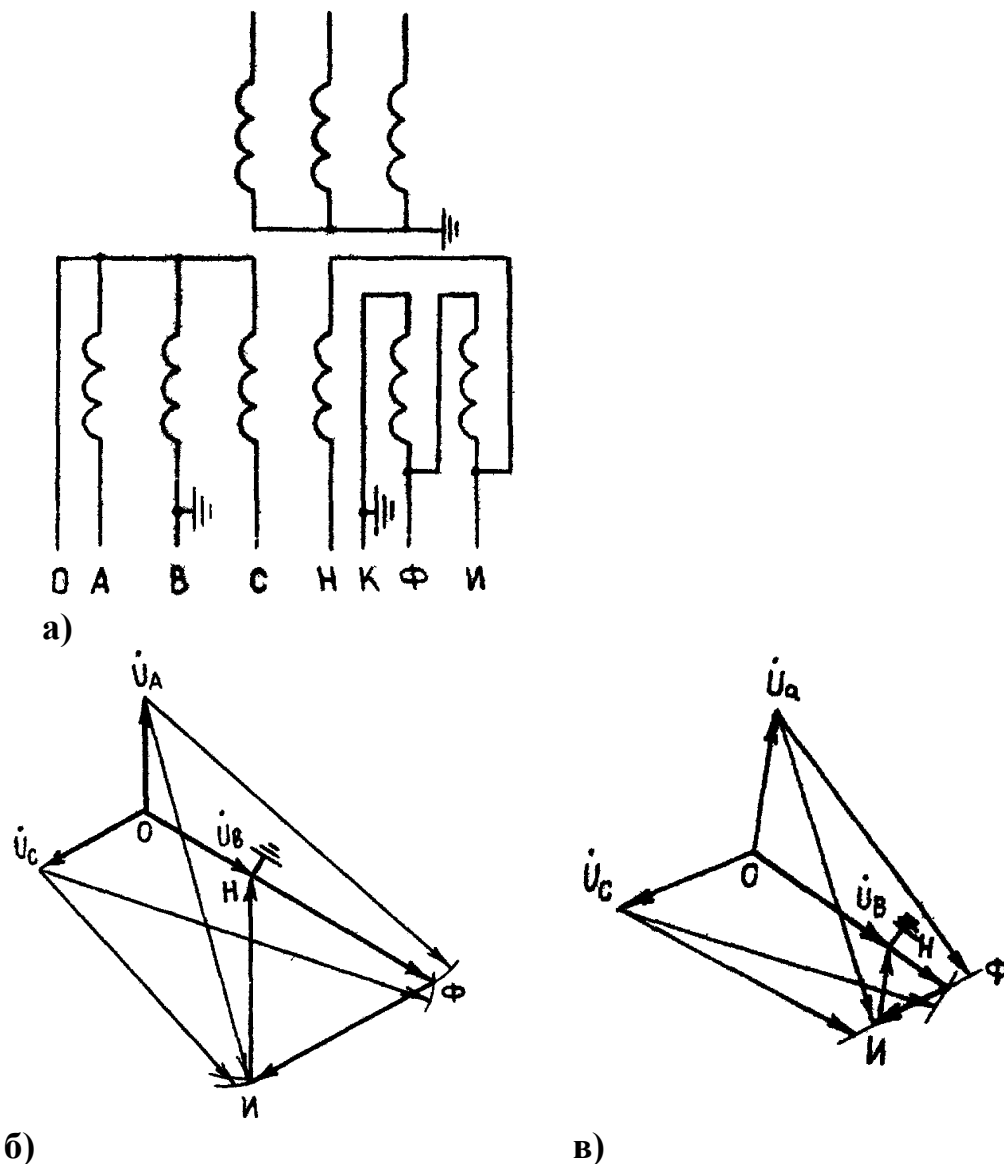


Рис.15. Проверка цепей напряжения:

а - принципиальная схема вторичных цепей напряжения сети 35 кВ и выше;

б - векторная диаграмма напряжений для сети с заземленной нейтралью;

в - то же для сети с изолированной нейтралью

Следует обращать особое внимание на проверку правильности маркировки выводов Н и К цепей "разомкнутого треугольника", имеющих приблизительно одинаковые потенциалы по отношению ко всем другим выводам вторичных обмоток трансформатора напряжения. Необходимо проверить на сборке выводов, от какой фазы трансформатора напряжения приходит заземленный конец цепи $3U_0$. Следует иметь в виду, что ошибочная маркировка и установка заземления в цепи $3U_0$ приводят к неправильному включению направленных защит и к ее неправильным действиям при КЗ в защищаемой сети. Напряжение вывода К относительно "земли" должно быть равно нулю, а вывода Н - напряжению небаланса 1-3 В.

В некоторых случаях измеренные значения напряжения выводов Н и К по отношению к корпусу панели, установленной на щите управления, имеют незначительные отличия из-за наведенных напряжений между точкой заземления вторичных обмоток в шкафу трансформатора напряжения и корпусом панели, относительно которого производится измерение на щите управления. В этом случае проверку можно произвести указанным ниже способом.

На ряде выводов панели, на которую подведены кабели от трансформатора напряжения, временно отсоединяют жилу кабеля с маркой Н в сторону трансформатора напряжения (рис.16). Между выводами И и К включают резистор R сопротивлением 50-100 Ом, при этом в цепях между выводами Н и И протекает ток 1-2А. С помощью клещей прибором ВАФ-85 измеряют токи в цепях с маркировкой Н, К и И на ряде выводов панели и в шкафу трансформатора напряжения, где можно визуально определить заземленную жилу. При правильно выполненных обозначениях на жилах кабеля на панели в шкафу трансформатора напряжения в цепях с маркировкой К и И должен протекать ток 1-2 А, а в цепях с маркировкой Н ток должен отсутствовать.

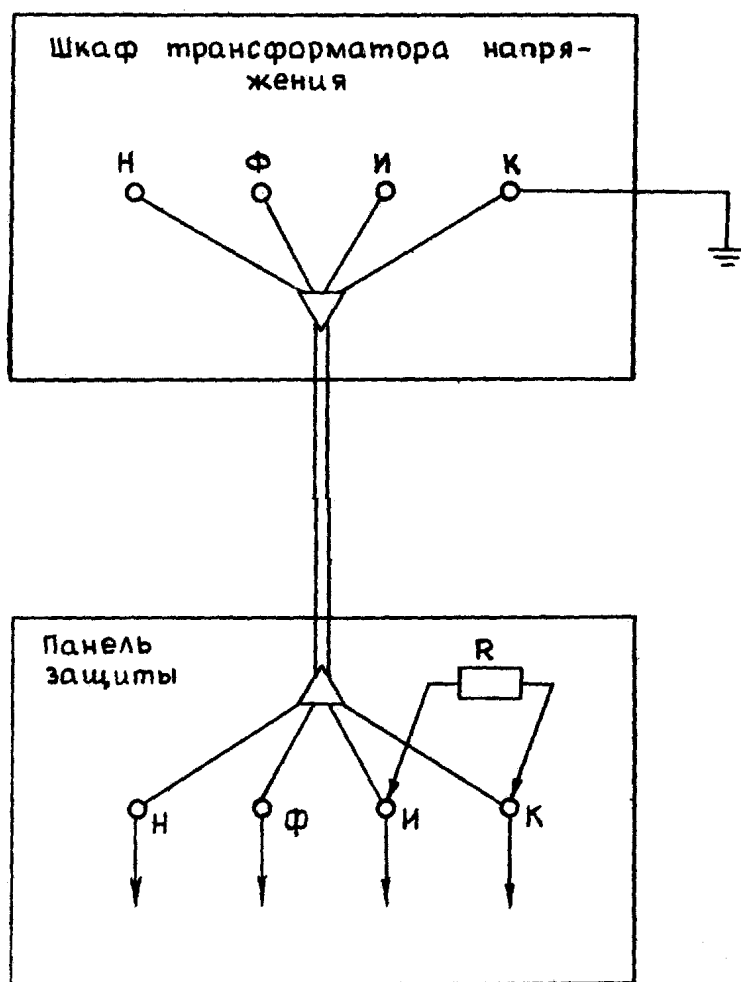


Рис.16. Схема определения выводов Н и К "разомкнутого треугольника"

После этого следует произвести фазирование вторичных цепей проверяемого трансформатора напряжения с цепями другого, заведомо исправного трансформатора напряжения, измеряя вольтметром напряжения между всеми вторичными цепями проверяемого и заведомо исправного трансформаторов напряжений. При этом напряжение на первичные обмотки проверяемого и заведомо исправного трансформатора напряжения должно непосредственно подаваться от одного и того же источника напряжения. Фазировку следует считать правильной, если напряжения между цепями с одноименной маркировкой равны нулю (или близки к нулю для цепей с маркировкой В и К), а между другими цепями соответствуют значениям, приведенным в табл.4.

Аналогично указанным выше способом следует проверить правильность подвода напряжений от проверяемого ТН к колонке синхронизации и к другим устройствам РЗА.

Таблица 4

Вид сети	Значения напряжений между фазами вторичных цепей напряжения											
	АО	ВО	СО	АВ	ВС	СА	НИ	ИФ	ФК	НК	АН	
С заземленной нейтралью	58	58	58	100	100	100	100	100	100	100	1-3	100
С изолированной нейтралью	58	58	58	100	100	100	33	33	33	33	1-3	100
С заземленной нейтралью	195	195	100	1-3	100	100	0	100	142	195	100	100
С изолированной нейтралью	130	129	100	1-3	33	33	0	100	105	130	100	100

После этого первичные цепи проверяемого и действующего оборудования разделяются отключением коммутационных аппаратов и на проверяемое оборудование подается рабочее напряжение от вновь вводимого источника. Проверяется фазировка цепей между вторичными цепями вновь вводимого трансформатора напряжения и цепями одного из заведомо исправных трансформаторов напряжения. Этим проверяется фазировка первичных напряжений между проверяемым и действующим оборудованием.

Если на вводимом в работу первичном оборудовании отсутствуют трансформаторы напряжения, оно подключается к специально выделенной системе шин и фазировка производится аналогично при поданном на оборудование напряжении от противоположного источника между цепями трансформатора напряжения выделенной системы шин и исправными цепями другого трансформатора, питающегося от другого источника. Фазировка цепей считается правильной, если одноименные векторы напряжений совпадают или сдвинуты один относительно другого на небольшой угол, соответствующий углу нагрузки на шунтирующих связях. При правильной фазировке поступающих напряжений первичное оборудование может ставиться под нагрузку (замыкаться в транзит линии электропередачи, подключаться нагрузка к трансформаторам и т.д.).

Проверку исправности всех токовых цепей производить путем измерения токов в фазных и нулевом проводах (проверкой "обтекания" токовых цепей). Ток в нулевом проводе следует измерять с помощью миллиамперметра, включаемого в цепь нулевого провода через измерительный зажим или контрольный штеккер испытательного блока. Измерения производятся для проверки целостности токовых цепей, поэтому измеряются только значения токов. Токи измеряются во всех вторичных обмотках, в том числе и в неиспользуемых (измерения в этом случае должны быть проведены в месте их закорачивания в ящике выводов трансформаторов тока).

Проверка исправности и правильности подключения цепей напряжения.

Ниже приведен полный объем работ, который необходимо выполнить в процессе проверки (объем работ, выполненных при фазировании первичных источников, может не повторяться):

а) проверить исправность цепей напряжений на выходе панели автоматики трансформатора напряжения во всех положениях ключей,

переводящих нагрузку с рабочего на резервный трансформатор напряжения путем снятия потенциальной диаграммы и проверки чередования фаз или снятием векторной диаграммы прибором ВАФ-85. При определении чередования фаз и снятии векторных диаграмм вывод В фазоуказателя (прибора ВАФ-85) должен быть подсоединен к земле. При этом также измеряются напряжения цепей всех фаз относительно земли. Измеренные значения должны соответствовать приведенным в табл.4, напряжение небаланса на выходе "разомкнутого треугольника" не должно превышать 1-3 В;

б) измерить значения напряжений цепей "звезды" и "разомкнутого треугольника" на рядах выводов всех вводимых устройств РЗА, после чего сфазировать цепи этих напряжений с цепями напряжений на панели автоматики трансформатора напряжения или с другими панелями РЗА, на которых цепи напряжения заведомо исправны.

В отдельных случаях следует производить фазировку напряжений на выводах отдельных реле и аппаратов и на выводах ряда соединений устройств РЗА, если имеется сомнение в достаточности предыдущих проверок для определения правильности выполнения монтажа панели.

14. Проверить правильность подключения устройств РЗА к цепям тока. Проверка производится в следующей последовательности:

а) с помощью прибора ВАФ-85 снять векторные диаграммы токов на входе каждого устройства РЗА. Измерения следует производить на рядах выводов устройств. В отдельных случаях следует снять векторные диаграммы токов на выводах реле, комплектов, например, при съеме этих реле, комплектов, когда схема переменного тока этих реле, комплектов проверялась при подаче токов не на ряд выводов устройства, а на выводы реле, комплектов и т.п.

Для обеспечения возможности снятия векторных диаграмм при малых значениях токов нагрузки (меньше 50-100 мА во вторичных цепях трансформаторов тока) применяются следующие методы: в рассечку токовых цепей на контрольных штеккерах испытательных блоков или на контактных мостиках измерительных выводов ряда соединений включаются катушки из нескольких витков изолированного провода и токоизмерительными клещами при измерении охватываются все витки катушки (значения токов, измеренных ВАФ в этом случае следует разделить на число витков катушки, охватываемых токоизмерительными клещами), между токоизмерительными клещами и прибором ВАФ-85 включаются приставки - усилители тока (схемы таких приставок разработаны в ряде энергосистем) для увеличения тока, поступающего к прибору.

Перед снятием векторных диаграмм в токовых цепях следует проверить соблюдение полярности подключаемых к прибору токоизмерительных клещей и установку нуля по току. (При подключении клещей обратной полярностью на провод, подходящий к выводу с опорного напряжения, ВАФ должен измерить угол 0°).

При снятии векторных диаграмм токов токоизмерительными клещами следует охватывать провод, в котором измеряется ток, таким образом, чтобы полярная сторона токоизмерительных клещей (отмечена звездочкой) была обращена в сторону фазных выводов трансформаторов тока. При измерениях должно быть обеспечено плотное прилегание плоскостей магнитопроводов токоизмерительных клещей без зазоров и перекосов, направление вращения лимба и направление движения стрелки к нулю должны обязательно совпадать;

б) установить точное направление и значения активной, реактивной мощностей и тока, протекающих по данному присоединению. Определение направления и значений мощностей и тока следует производить по соответствующим ваттметрам и амперметрам и уточнять у диспетчера энергосистемы (стабильность направления и значения активной и реактивной мощностей при проверке токовых цепей под нагрузкой следует периодически контролировать). Для повышения достоверности определения направления перетоков мощности следует, по возможности, снимать также векторные диаграммы на противоположных концах присоединения или создавать тупиковый режим нагрузки. В некоторых режимах направления мощностей заранее известны, например, при прогрузке защит током реактора или емкостным током ВЛ.

Положение вектора первичного тока, протекающего по присоединению, по отношению к вектору напряжения может быть определено из диаграммы мощностей P , Q . (рис.17). На диаграмму следует нанести (с учетом направления) значения активной и реактивной мощностей, протекающих по присоединению, после чего по имеющимся двум проекциям следует построить вектор полной мощности S . Направление векторов тока и мощности совпадает. Угол между векторами напряжения и тока одноименных фаз равен углу между векторами оси $+P$ и S . Поэтому удобно по оси $+P$ направить вектор U_{AO} , а в направлении вектора S - вектор I_{AO} ;

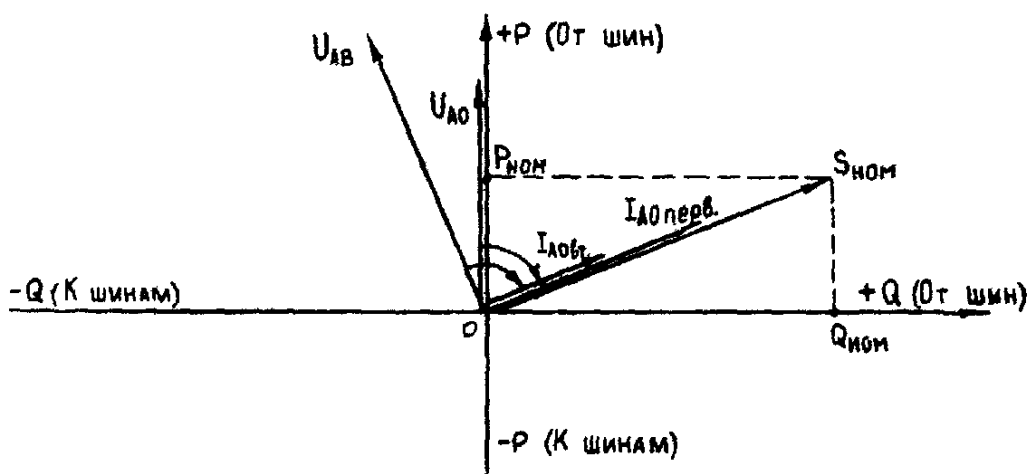


Рис.17. Вектор первичного тока по значениям и направлению активной и реактивной мощностей, протекающих по присоединению

в) проверить соответствия коэффициентов трансформации трансформаторов тока по значениям первичных и вторичных токов и направления векторов одноименных фаз первичного и вторичного токов. Направления этих векторов должны совпадать. Исключения допускаются для дифференциальных защит шин, трансформаторов, генераторов и т.п., в которых токи в отдельных плечах защиты могут быть сдвинуты относительно первичного тока на 180° . Если вторичные обмотки трансформаторов тока собраны в "треугольник", сравнивать направления первичных и вторичных токов следует с учетом группы соединений вторичных обмоток трансформаторов тока.

Правильность сборки токовых цепей дифференциальных защит следует определять по минимальному значению тока небаланса в дифференциальных проводах при протекании по всем плечам защиты тока нагрузки (как правило, не менее 10-20% значения номинального тока трансформаторов тока, используемых в защите) и увеличением небаланса при поочередном исключении вторичных токов, протекающих в плечах защиты, снятием крышек испытательных блоков. Порядок производства этой работы аналогичен описанному в п.3.12.8.

Не следует делать заключение о правильности подключения токовых цепей только на основании проверки направления вторичных токов без учета соответствия направлению первичных токов.

15. Проверить поведение устройств блокировок при неисправностях цепей напряжения. Следует проверять поведение устройства при поочередной отключения на ряде выводов устройства всех проводов цепей напряжения "звезды" и "разомкнутого треугольника", поочередном снятии крышек испытательных блоков цепей "звезды" и "разомкнутого треугольника". В этих режимах следует измерять токи в цепях выходного реле устройства. Значения этих токов должны превышать значения токов срабатывания реле и устройство должно срабатывать при отсоединении любого из проводников цепей напряжения за исключением цепей с маркировкой К и О. При восстановленных цепях напряжения следует измерить значения тока небаланса. Для устройств блокировки с отдельной обмоткой, подключенной к напряжению $3U_0$ (КРБ-12 и ее модернизированный вариант), следует произвести измерение небаланса при имитации однофазного короткого замыкания фазы А цепей напряжения (рис.18). Значение тока небаланса должно быть меньше тока возврата реле. Конкретные значения кратности токов, протекающих в выходном реле, при обрывах отдельных цепей напряжения и небалансов при подводе исправных цепей напряжения должны соответствовать нормам, приведенным в заводской документации.

16. Проверить правильность работа и небалансы на выходах фильтров симметричных составляющих тока и напряжения прямой и обратной последовательностей.

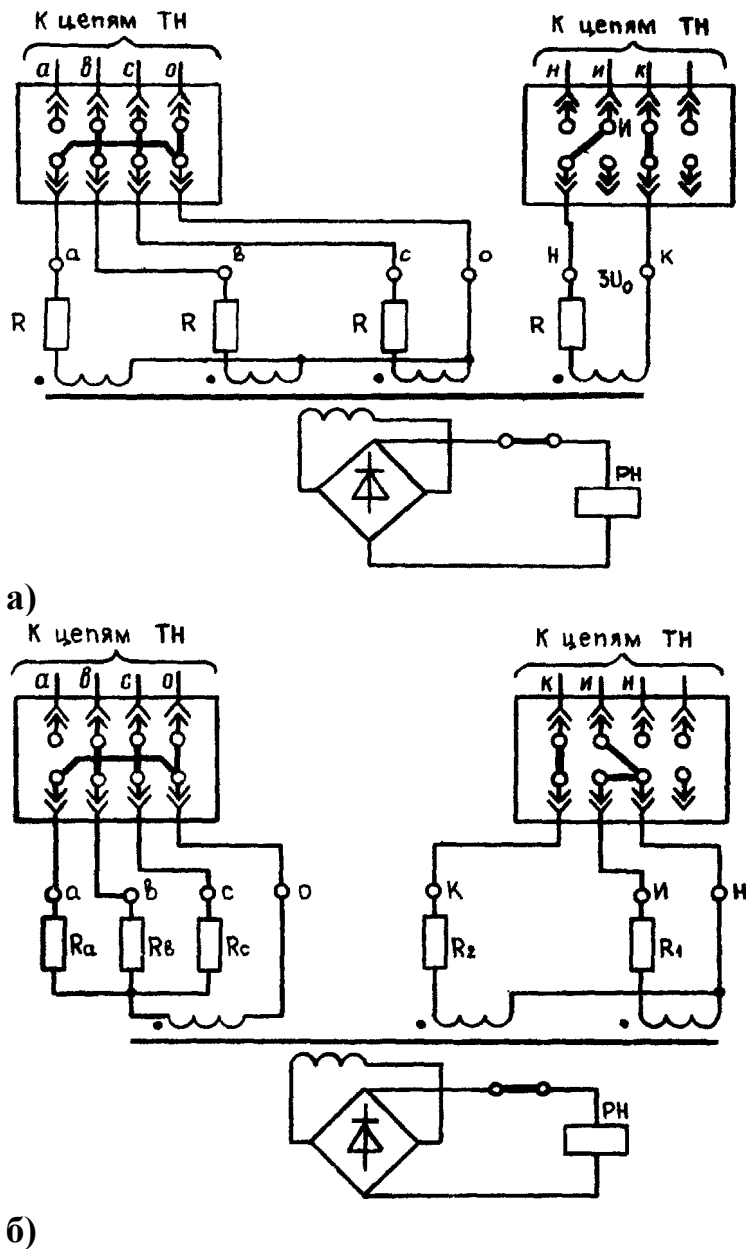


Рис.18. Схема проверки поведения блокировки при качаниях, при имитации однофазного КЗ на фазе А цепей напряжения: а - для устройства КРБ-12; б- для модернизированного устройства КРБ-12

Должна быть проверена правильность подключения к цепям тока или напряжения и правильность настройки фильтров симметричных составляющих тока и напряжения, содержащихся в измерительных и пусковых органах устройств РЗА, путем измерения значений тока или напряжения на выходах фильтров при поочередной подаче на вход устройств симметричной трехфазной системы тока или напряжения прямого и обратного чередований фаз. Проверку настройки фильтров тока желательно производить при токах нагрузки во вторичных токовых цепях не менее 20% номинального значения вторичного тока трансформаторов тока, к которым подключены устройства. В некоторых случаях оценку правильности

подключения к токовым цепям можно производить и при меньших значениях тока.

Для фильтров обратной последовательности измеряется значение небаланса при подаче прямого чередования фаз воздействующих величин и значение выходного параметра при подаче обратного чередования фаз (при этом фиксируется срабатывание выходного реле), а для фильтров прямой последовательности – наоборот. Значение небаланса измеряется амперметром с малым потреблением или вольтметром с большим внутренним сопротивлением и должно быть меньше значения параметра возврата выходного реле для фильтра напряжения и значения параметра возврата выходного реле, умноженного на отношение номинального тока к току нагрузки, для фильтра токов. Повышенные значения небалансов в выходных цепях фильтров могут быть вызваны следующими причинами: наличием в кривых подводимых напряжений и токов гармонических составляющих (третьей - в токах и напряжениях и пятой - в напряжениях), наличием несимметрии подводимых напряжений и токов, разницей в частотах сети при проверке рабочим напряжением и током нагрузки и при настройке фильтра от испытательного устройства. Учет влияния этих факторов достаточно сложен, поэтому проверки желательно производить при таком режиме, когда влияние этих факторов на значение небаланса незначительно.

Значение выходного параметра при входных воздействиях той последовательности, при которой устройство должно срабатывать, составляет для ненагруженного пассивного активно-емкостного фильтра напряжения $1,5U_{\text{н}} \approx 150 \text{ В}$, а для нагруженного фильтра - несколько меньшее значение. Для фильтров тока это значение зависит от схемы фильтра и от значения тока нагрузки.

При проверке комбинированных фильтров тока $I_1 + KI_2$ следует измерить напряжение на выходе фильтра (органа манипуляции) при подаче обратного и прямого чередований фаз тока. Отношение выходного напряжения при подаче обратного чередования к выходному напряжению при подаче прямого чередования фаз должно быть примерно равно коэффициенту K комбинированного фильтра. Аналогично, но при подаче соответствующей системы напряжений проверяются и комбинированные фильтры напряжений $U_1 + KU_2$, применяемые в некоторых схемах для компенсации емкостного тока в органе манипуляции ВЧ передатчиком.

После окончания проверок следует проконтролировать правильность восстановления цепей напряжения и тока измерением значения выходного параметра фильтра.

Это значение должно соответствовать выходному параметру при токе (напряжении) прямой последовательности при данной нагрузке (напряжении).

17. Проверить правильность работы устройств компенсации. Следует проверить правильность подключения вторичных обмоток устройств компенсации сопротивлений обратной и нулевой последовательностей I_2Z_{2k} -

в пусковых органах релейной защиты, $K3I_0$ — в дистанционных реле, включенных на фазные напряжения и токи, и емкостных токов — в измерительных органах устройств РЗА, включенных на ВЛ напряжением 330кВ и выше.

17.1. Проверить устройство компенсации сопротивления обратной последовательности, для чего на проверяемое устройство подается обратное чередование фаз тока (перекрещиваются фазы В и С), поочередно отсоединяются фазы А, В, С цепей напряжения от проверяемого устройства с заменой отсоединенного провода нулевым (имитируются однофазные КЗ в цепях напряжения) и измеряются значения токов I_{2P} на выходе измерительного или пускового органа. Соотношения значений измеренных токов должны быть пропорциональны значениям U_{2P} , определенным графически из векторной диаграммы рис.19:

$$I_{2P(A)} : I_{2P(B)} : I_{2P(C)} = U_{2P(A)} : U_{2P(B)} : U_{2P(C)}, \quad (11)$$

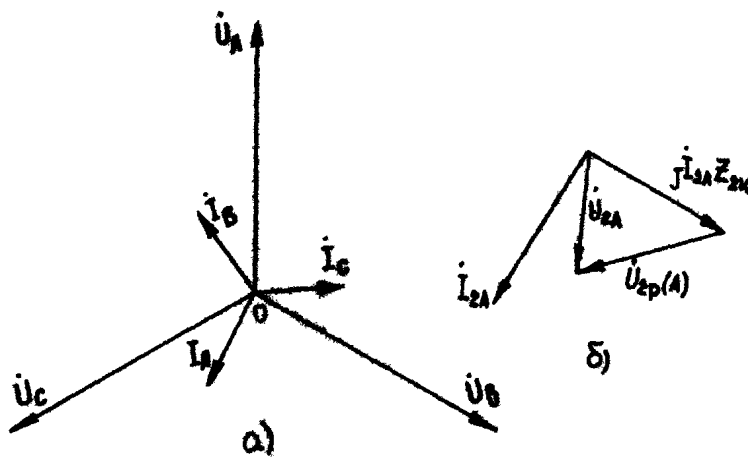
При построении векторной диаграммы следует учесть, что вектор тока i_{2A} равен и совпадает с вектором тока i_A , значение вектора $j\dot{i}_{2A}Z_{2K}$ подсчитывается по заданной уставке Z_{2K} и измеренному значению тока I_A , а по направлению опережает вектор этого тока на угол 90° .

Значение вектора напряжения \dot{U}_{2A} равно одной трети фазного напряжения, а его направление для каждой имитации, определенное по формуле

$$\dot{U}_{2A} = \frac{1}{3}(\dot{U}_A + a^2\dot{U}_B + a\dot{U}_C), \quad (12)$$

совпадает с вектором минус \dot{U}_A при отключении фазы А, минус \dot{U}_C при отключении фазы В и минус \dot{U}_B при отключении фазы С.

Четкость проверки правильности настройки устройств компенсации обеспечивается при соблюдении условий $I_\phi Z_{2K} \geq 0,05U_\phi$. При малых значениях токов нагрузки следует на время проверки установить максимальное значение Z_{2K} .



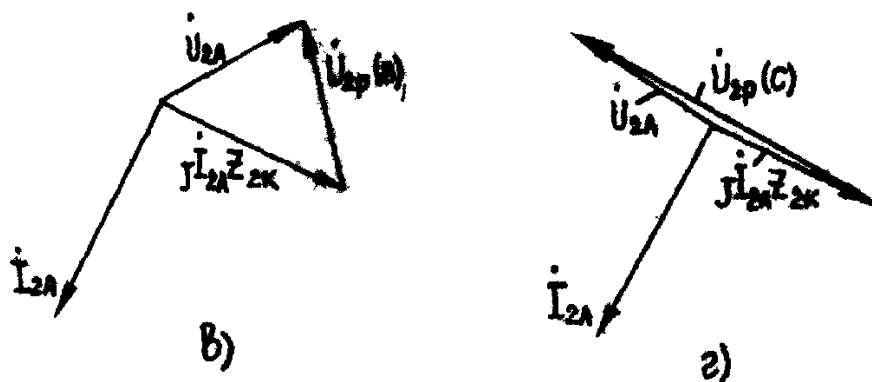


Рис.19. Построение диаграмм для определения правильности включения компенсирующего устройства сопротивления обратной последовательности при подаче обратного чередования тока и имитации однофазных КЗ в цепях напряжения: а - векторная диаграмма рабочих токов и напряжений; б - диаграмма рабочих токов и напряжений при имитации по цепям напряжения КЗ на фазе А; в - то же на фазе В; г - то же на фазе С

17.2. Проверить устройство компенсации сопротивления нулевой последовательности следующим образом: при проверке направленности характеристики реле сопротивления путем уменьшения с помощью потенциометра рабочего напряжения, подаваемого на устройство РЗА, определяют по два значения сопротивления срабатывания при подаче в устройство только фазного тока и только тока $3I_0$. В обоих случаях эти сопротивления, определяемые по соотношениям $\frac{U_\phi}{I_\phi}$ и $\frac{U_\phi}{k3I_0}$ должны соответствовать углу между рабочим напряжением и током нагрузки, а также угловой характеристике срабатывания реле. Затем фазный ток и ток $3I_0$ подаются одновременно и по уменьшению сопротивления срабатывания до значения, рассчитанного по соотношению $\frac{\dot{U}_\phi}{\dot{I}_\phi + k3\dot{I}_0}$ определяется правильность включения фазной и компенсационной обмоток между собой. Этим подтверждается правильность суммирования токов $\dot{I}_\phi + k3\dot{I}_0$.

17.3. Проверить устройство компенсации емкостного тока. В случае, если проверка производится на ВЛ, включенной на холостой ход (реакторы на противоположном конце ВЛ должны быть отключены), условием правильного включения будет уменьшение напряжения на выходе устройства компенсации наполовину или до нуля (при компенсации соответственно половины значения емкостного тока ВЛ или полного его значения) при подаче одновременно тока и напряжения по сравнению с выходным напряжением только от поданного тока. Для устройств, где компенсируются другие части значения емкостного тока ВЛ, эти соотношения, характеризующие правильность включений компенсирующего устройства, могут быть иные. Например, в защите ПДЭ-2003 компенсируется 0,5 и 1,2-1,4 емкостного тока ВЛ. Изменением положения переключателя уставки следует при необходимости произвести корректировку уставки

емкостного тока. В зависимости от вида устройства следует подавать соответствующие системы токов и напряжений (симметричные и несимметричные, прямое и обратное чередования фаз). Например, при проверке емкостной компенсации в комбинированных фильтрах органа манипуляции дифференциально-фазных защит ВЛ сначала подаются три комбинации симметричных токов и напряжений прямой, а затем обратной последовательности, а при проверке емкостной компенсации в токовых реле УРОВ (в устройстве ПДЭ-2005) подаются фазные напряжения и токи.

В случае, если по ВЛ протекает ток нагрузки, правильность подключения устройства следует определять по соотношению величин, получаемых при измерениях, и из векторной диаграммы.

На устройство, подключенное через фильтры обратной последовательности, подается напряжение обратной последовательности (перекрещиваются фазы В и С) совместно с поочередной подачей одного из фазных токов и измеряются напряжения на выходе измерительных и пусковых органов \dot{U}_{2p} . Соотношения значений измеренных напряжений должны быть пропорциональны значениям I_{2p} , определенным графически "из векторной диаграммы рис.20

$$\dot{U}_{2p(A)} : \dot{U}_{2p(B)} : \dot{U}_{2p(C)} = I_{2p(A)} : I_{2p(B)} : I_{2p(C)}. \quad (13)$$

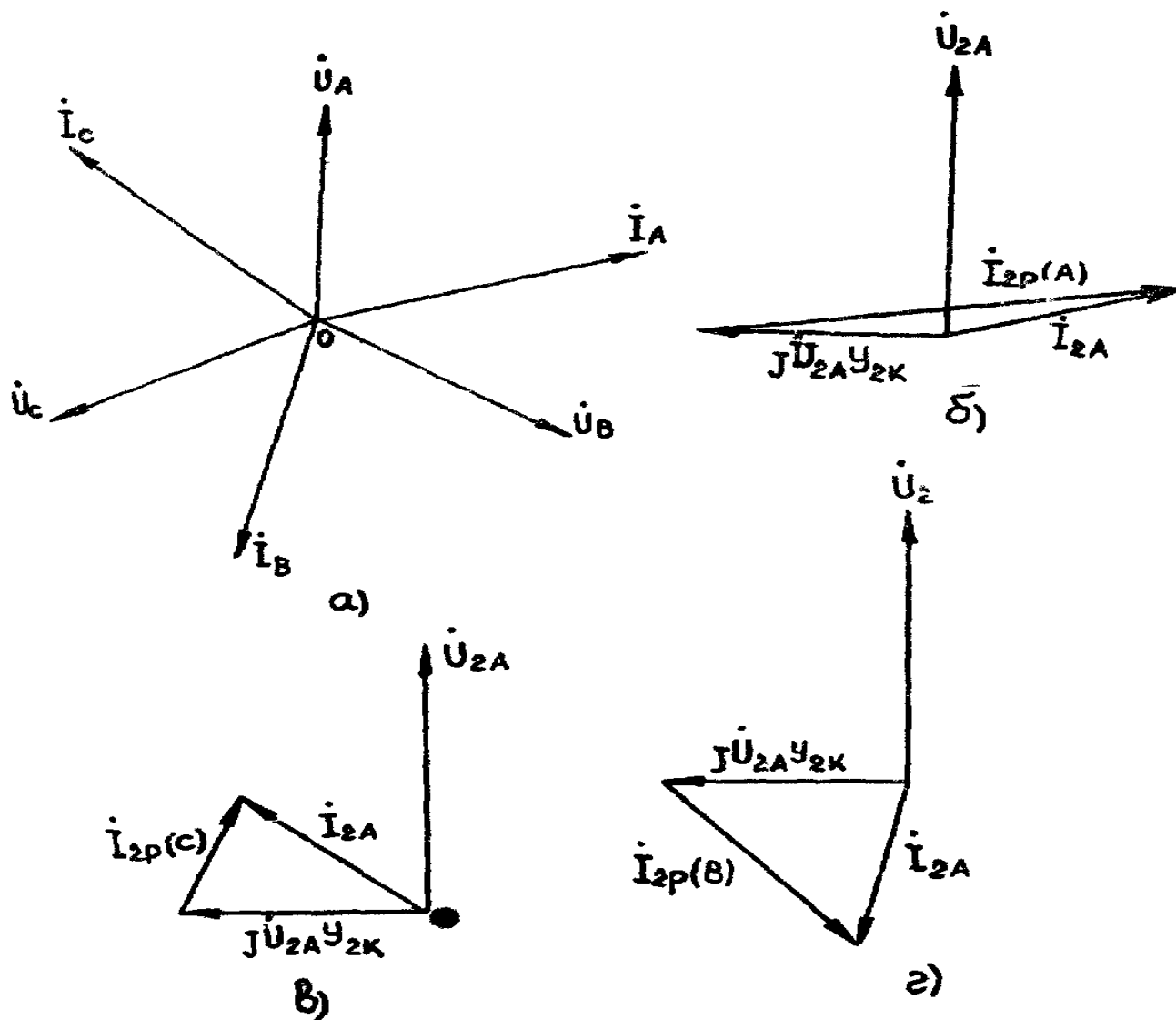


Рис.20. Построение диаграмм для определения правильности включения компенсирующего устройства емкостного тока ВЛ, включенного через фильтры обратной последовательности: а - векторная диаграмма рабочих токов и напряжений; б - диаграмма при подведении к устройству тока фазы А; в - то же фазы В; г - то же фазы С

При построении векторной диаграммы следует учесть, что вектор напряжения \dot{U}_{2A} , равен и совпадает с вектором напряжения \dot{U}_A , значение вектора $j\dot{U}_{2A}Y_{2K}$ подсчитывается по заданной уставке и опережает вектор \dot{U}_A на 90° . Значение вектора тока \dot{I}_{2A} равно одной трети фазного тока, а его направление, определенное формулой

$$\dot{I}_{2A} = \frac{1}{3}(\dot{I}_A + a^2\dot{I}_B + a\dot{I}_C), \quad (14)$$

совпадает с вектором \dot{I}_A при пропускании через устройство тока фазы А, \dot{I}_C при пропускании через устройство тока фазы В, \dot{I}_B при пропускании через устройство тока фазы С.

На устройство, включенное на фазное напряжение и фазный ток, подается сначала только ток, на который оно включено, затем только

напряжение, а затем совместно напряжение и ток и измеряются напряжения $U_{P(I)}$, $U_{P(U)}$, $U_{P(I+U)}$ на выходе измерительного или пускового органа. Соотношения значений намеренных напряжений должны быть пропорциональны значениям векторов i_A , $i_{A(C)}^K$, i_Σ полученным из векторной диаграммы рис.21:

$$U_{P(I)} : U_{P(U)} : U_{P(I+U)} = I_A : I_{A(C)}^K : I_\Sigma \quad (15)$$

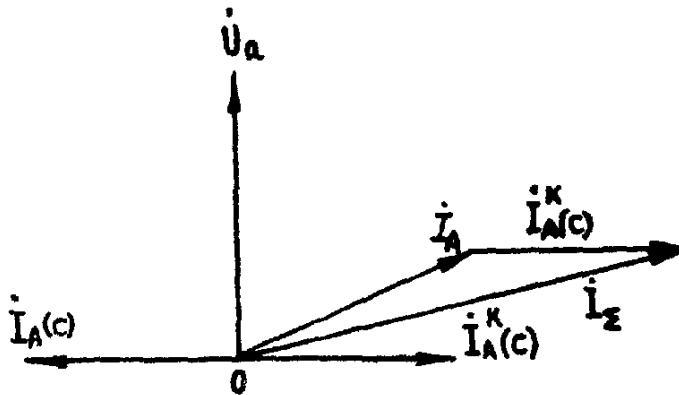


Рис.21. Построение векторной диаграммы для определения правильности включения компенсирующего устройства емкостного тока ВЛ, вклиненного на фазное напряжение.

18. Проверить правильность включения реле направления мощности. Эту проверку следует производить путем фиксации состояния контактов реле (выхода реле) при подведении к реле различных комбинаций тока и напряжения (достаточно трех комбинаций). Обычно следует подавать одно и то же напряжение и поочередно ток каждой фазы (рис.22). Так как векторы токов разных фаз смещены один относительно другого на 120° , это всегда позволяет получить четкие действия реле, хотя бы для токов двух фаз.

Для реле, включенных на полные значения напряжений и токов, подаются полные значения напряжений и токов (рис.22,б).

Для защиты от замыканий на землю к реле вместо цепей с маркировкой "Н" подаются цепи с маркировкой "И" от цепей напряжения "разомкнутого треугольника" (по цепям напряжения "разомкнутого треугольника" имитируется однофазное КЗ на фазе А), и поочередно токи каждой фазы пропускаются через токовую обмотку реле (рис.22,в).

Для реле мощности обратной последовательности по цепям напряжения имитируются междуфазные или однофазные КЗ, а в токовые цепи реле поочередно подаются токи всех фаз (рис.22, г, д). Эти реле можно проверить также и при подаче на них токов и напряжений обратной последовательности трех фаз. Для этого на реле путем перекрещивания двух фаз напряжения на крышке испытательного блока подается система напряжений обратной последовательности и затем поочередно три системы токов обратной последовательности (рис.22,б).

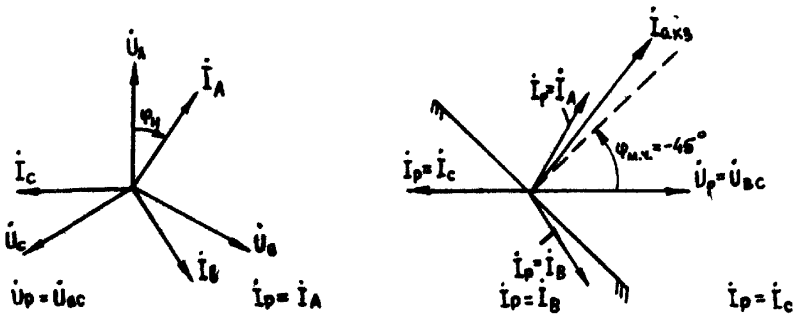
Для облегчения анализа правильности поведения реле токи нагрузки разных фаз целесообразно подводить к одним и тем же цепям реле,

например, при проверке реле мощности обратной последовательности однофазными токами можно через токовую обмотку фазы А реле или через последовательно соединенные токовые обмотки фаз В и С поочередно пропустить нагрузочный ток фаз А, В и С.

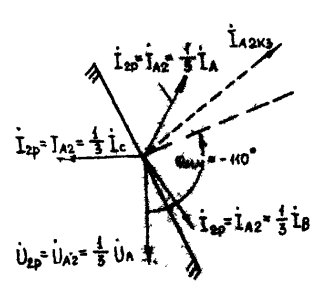
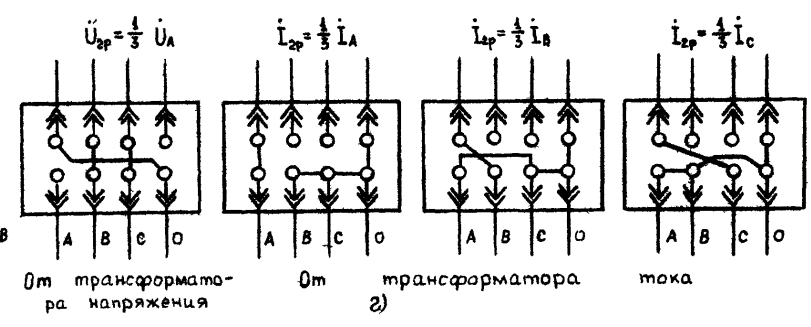
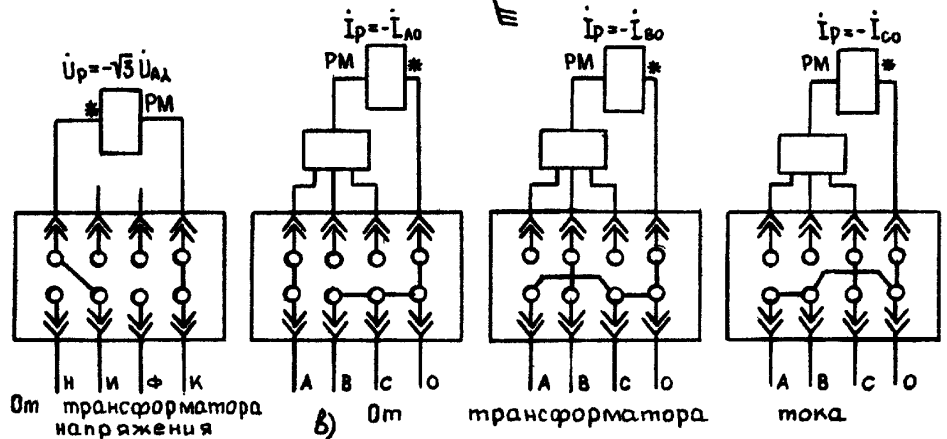
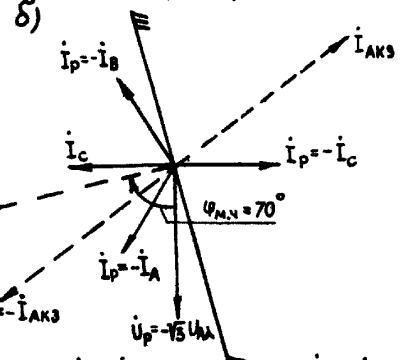
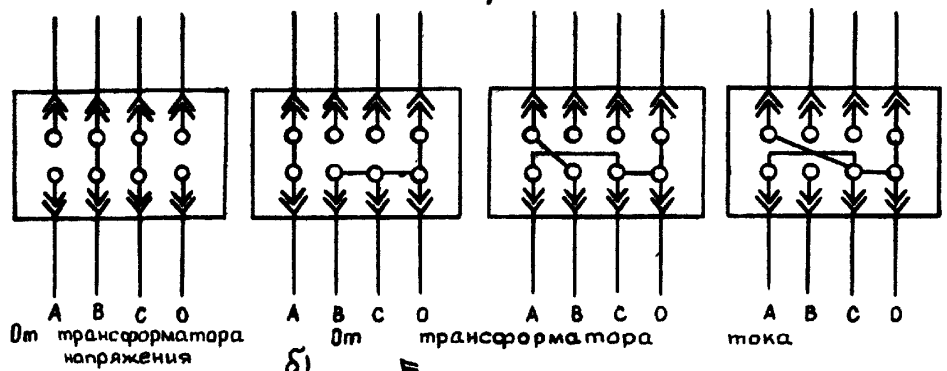
Предварительно, зная векторные диаграммы токов нагрузки, следует определить ожидаемое поведение реле. Для этого нужно определить, какие из векторов рабочего напряжения будут подводиться при имитациях к обмотке напряжения реле, т.е. определить положение вектора \dot{U}_P . Относительно вектора U_P , зная угол максимальной чувствительности, определить линию максимальных, а затем нулевых моментов, т.е. определить зону работы реле.

Для реле мощности обратной последовательности зоны работы могут строиться для токов и напряжений обратной последовательности (рис.22, г, е) или для полных значений токов и напряжений (рис.22, д). Углы максимальной чувствительности при этом будут разные. После этого следует нанести на диаграмму положение трех векторов тока, которые будут подводиться к токовым обмоткам реле при имитациях (на основании положения векторов токов нагрузки и вида симметричных составляющих, на которые реагирует реле). По положению этих векторов относительно зоны работы определяют ожидаемое поведение реле. Кроме того, на диаграмму обычно наносят положение вектора тока КЗ, который протекал бы при КЗ на защищаемом элементе первичной сети в режиме, соответствующем имитируемому по цепям напряжения. Вектор тока КЗ должен попадать в зону работы реле, если оно должно срабатывать при КЗ на защищаемых элементах, или в зону блокировки, если оно в этом режиме должно блокироваться. При нанесении векторов тока и напряжения, подводимых к обмоткам реле на диаграмму, следует определять положения векторов \dot{U}_P , \dot{I}_P , начала (стрелки) которых подходят к однополярным выводам реле (отмечены *), так как относительно них задается угол максимальной чувствительности реле и строится зона работы реле. Кроме того, зону работы следует строить для определенного контакта реле с учетом назначения реле и схемы включения этого контакта в оперативных цепях.

На рис.23 для примера построена зона работы реле мощности нулевой последовательности с $\varphi_{м.ч.} = 75^\circ$.



a)



2)

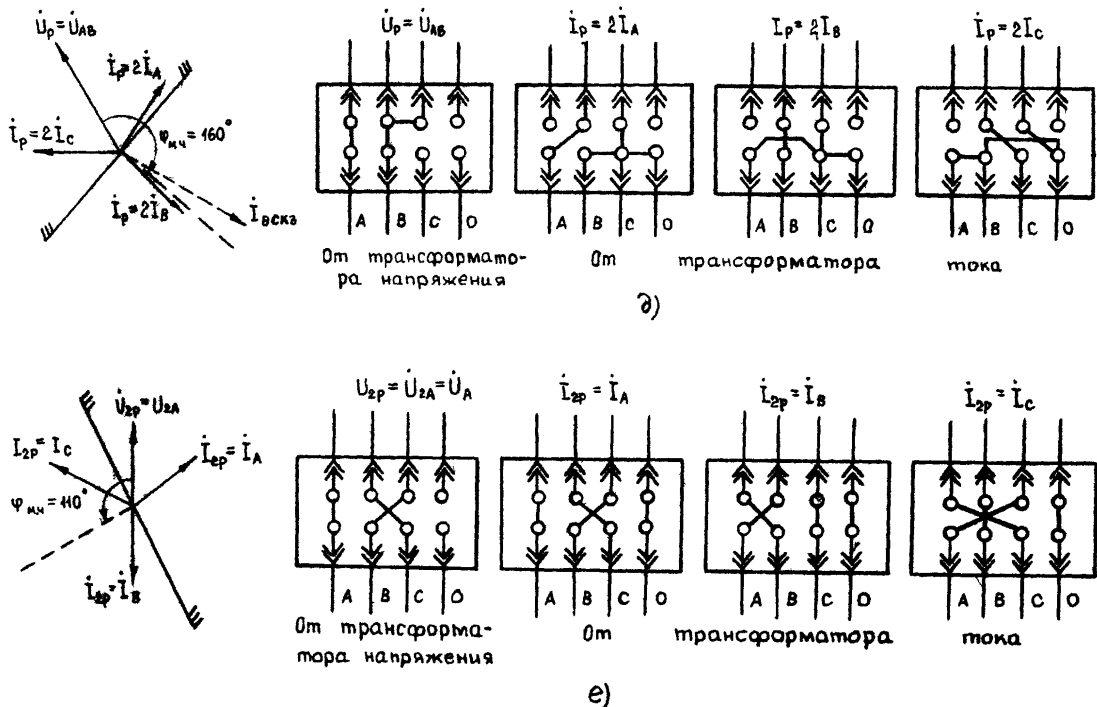


Рис.22. Определение ожидаемого поведения реле мощности при подведении рабочих токов и напряжений: а - векторная диаграмма рабочих токов и напряжений, б - проверка реле мощности, включенного на междуфазные КЗ по 90-градусной схеме; в - проверка реле мощности нулевой последовательности; г - проверка реле мощности обратной последовательности с построением диаграммы работы реле в системе напряжений и токов обратной последовательности; д - то же с построением диаграммы в системе полных величин; е - то же с подачей системы напряжений и трех систем токов обратной последовательности

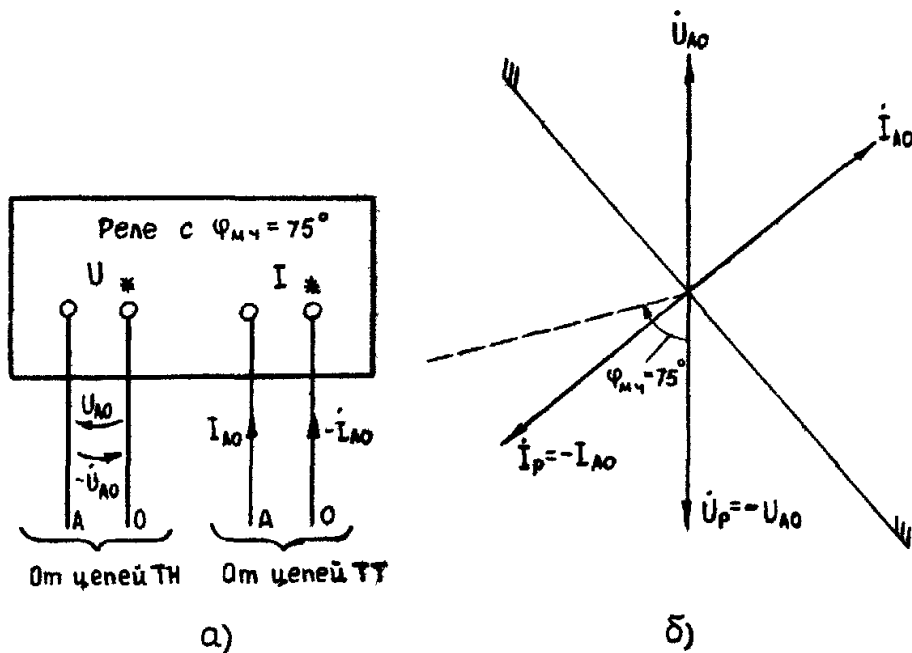


Рис.23. Определение зоны работы реле мощности нулевой последовательности при подведении рабочих токов и напряжений: а - схема подведения цепей тока и напряжения к реле; б - построение зоны работы реле

После этого следует произвести намеченные имитации режимов и сравнить фактическое поведение реле с ожидаемым. Если они совпадают, реле мощности включены правильно. При возникновении сомнений в правильности поведения следует снять векторные диаграммы токов и напряжений на выводах самого реле.

При проведении имитаций режимов к реле должны подводиться мощности, достаточные для срабатывания реле при различных углах между векторами тока и напряжения (превышающие мощность срабатывания реле не менее чем в 2-3 раза). При малых значениях токов нагрузки можно на время проверок уменьшать заданную уставку мощности срабатывания реле с помощью переключателей уставок, если таковые имеются, или искусственно увеличивать значение тока, подводимого к реле, с помощью трансформатора тока, например, И54 (рис.24). В этом случае необходимо проверить, чтобы векторная диаграмма токов, подводимых к реле от повышающих трансформаторов тока, соответствовала нагрузке.

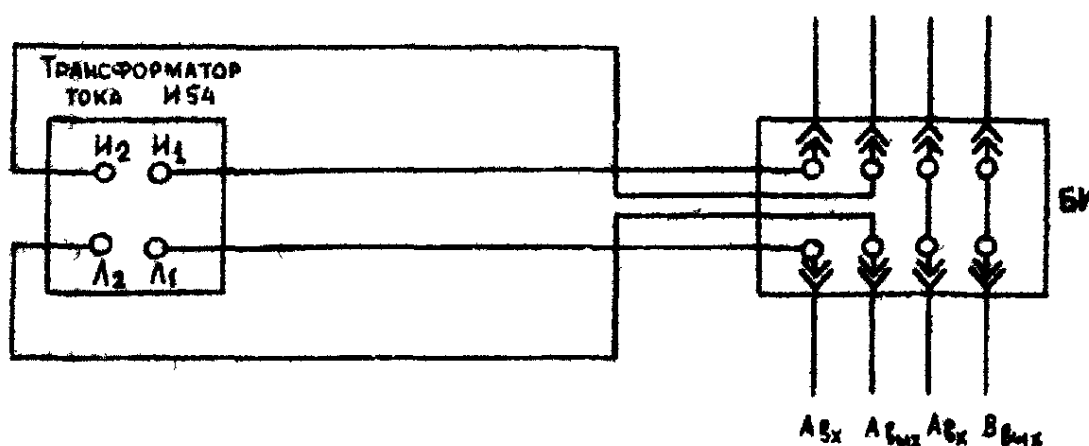


Рис.24. Схема увеличения значения тока, подводимого к реле, с помощью трансформатора тока

При проверках электромеханических реле мощности следует ориентировочно оценивать механический момент на траверсе подвижного контакта при различных имитациях.

Следует учитывать, что некоторые реле могут иметь ширину зоны работы, меньшую 180°, например, в реле мощности обратной последовательности защиты ПДЭ-2003 ширина этой зоны и на срабатывание, и на блокировку составляет 120-135°.

Для проверки таких реле следует подбирать такие сочетания токов и напряжений, при которых реле четко действует на срабатывание или на блокировку.

Устройства компенсации сопротивления обратной последовательности и емкостного тока изменяют зону работы реле, поэтому при имитациях они должны быть выведены из работы с помощью переключателей.

На рис.22 приведены примеры построения векторных диаграмм и переключений в цепях тока и напряжения при имитациях для проверки

различных типов-реле мощности. На рис.22,б приведена диаграмма для реле мощности, включенного на напряжение U_{BC} и ток I_A . На рис.22,в - для реле мощности нулевой последовательности при имитации в цепях напряжения однофазного КЗ на фазе А и поочередной подаче в цепь тока фазных токов.

На рис. 22,г,д,е для реле мощности обратной последовательности: на рис.22,г при имитации однофазного КЗ в цепях напряжения и построением диаграммы относительно составляющих тока и напряжения обратной последовательности, на рис.22,д при имитации по цепям напряжения междуфазного КЗ на фазах В и С с подачей в последовательно соединенные токовые обмотки фаз В и С тока фазы А, на рис.22,е при подаче трехфазной системы напряжений обратной последовательности АСВ и трех систем токов обратной последовательности АСВ, ВАС и СВА (при этом фильтр напряжений обратной последовательности будет выделять значения \dot{U}_A , а фильтры токов — поочередно значения, пропорциональные векторам i_A, i_B, i_C).

С учетом векторной диаграммы нагрузок (см. рис.22,а) реле реагируют следующим образом:

на рис.22,б реле срабатывает при подведении тока i_A и не срабатывает при подведении токов i_B, i_C ;

на рис.22,в реле срабатывает при подведении токов i_A, i_B и не срабатывает при подведении тока i_C ;

на рис. 22,г реле срабатывает при подведении токов i_A, i_B и не срабатывает при подведении тока i_C ;

на рис.22,д реле срабатывает при подведении тока i_B и не срабатывает при подведении токов i_A, i_C .

на рис.22,е реле срабатывает при подведении системы токов ВАС, СВА и не срабатывает при подведении системы токов АСВ.

19. Проверить правильность включения реле сопротивления.

Проверку реле сопротивления следует производить путем перевода реле сопротивления в режим реле направления мощности (в случае, если имеется контур подпитки, питающийся от неповрежденной фазы напряжения) или снижением значения рабочего напряжения, подводимого к реле (в случае, если контур памяти отсутствует или питается от линейных напряжений), и путем оценки поведения реле при подведении к нему токов нагрузки.

Правильность включения реле сопротивления дистанционных защит обычно проверяют только для одного реле сопротивления первой ступени, например, включенного на напряжение фаз А и В, считая при этом, что возможные ошибки в пределах устройства РЗА или в испытательном устройстве были выявлены на предыдущих этапах наладки.

При включении отдельных ступеней дистанционной защиты на разные группы вторичных обмоток трансформаторов тока (например, при раздельном включении I и II комплектов модернизированной панели ЭПЗ-

1636 или основного и резервного комплекта защиты ШДЭ-2802) следует производить проверку только для одного реле сопротивления, но для каждой группы. Для других устройств РЗА следует проверить правильность подключения каждого реле сопротивления.

Перевод реле сопротивления, в котором подпитка выполнена от неповрежденной фазы напряжения, в режим реле направления мощности следует производить путем его отсоединения от цепей напряжения, закорачивания в сторону панели цепей рабочего напряжения реле и подведения фазных напряжений от цепей напряжения в контур подпитки проверяемого реле. При этом цепи тока этого реле остаются подключенными к току нагрузки. Угол максимальной чувствительности реле в режиме реле направления мощности, отсчитываемый относительно напряжения, подаваемого в контур подпитки, равен углу максимальной чувствительности реле сопротивления плюс 90° .

Для электромеханических реле сопротивления (в настоящее время сняты с производства) перевод в режим реле направления мощности следует осуществлять переключением соответствующих накладок, при этом значение угла максимальной чувствительности реле в режиме реле направления мощности остается тем же, что и в режиме реле сопротивления или равном 90° (в зависимости от типа реле).

Реле, у которых отсутствует контур подпитки, питающийся от неповрежденной фазы цепей напряжения, следует проверять, подводя к реле ток нагрузки и пониженное напряжение от трансформатора напряжения. Для этого с помощью потенциометра или автотрансформатора понижают напряжения, поступающие от трансформаторов напряжения, и, подводя к реле напряжения разных фаз, измеряют напряжения срабатывания реле (рис.25).

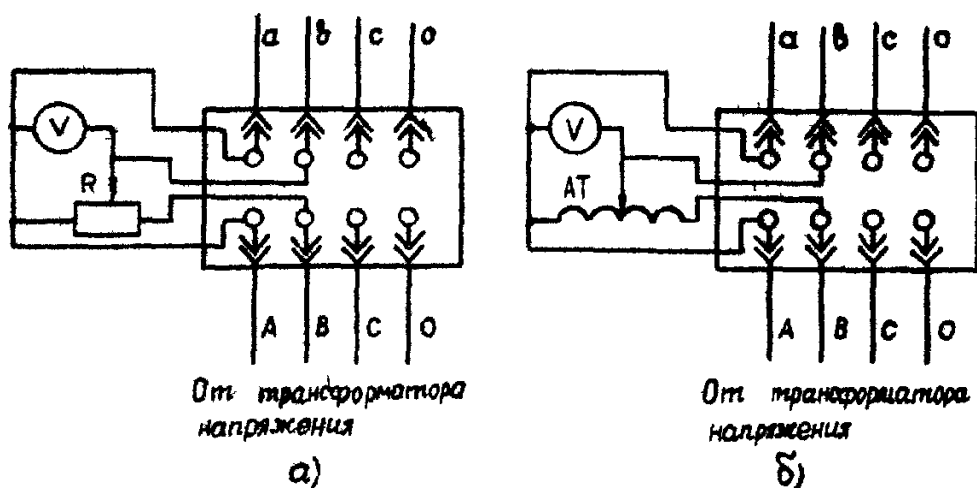


Рис.25. Схемы проверки правильности подключения реле сопротивления путем подвода к реле пониженного значения рабочего напряжения с помощью: а - реостата, включенного по схеме потенциометра; б - лабораторного автотрансформатора

Для реле, имеющих характеристики срабатывания с охватом начала координат, для фиксации двух точек срабатывания измерения следует производить с изменением фазы подводимого напряжения на 180° .

При проверках ненаправленных реле сопротивления с характеристикой в виде окружности (или многоугольника) с центром в начале координат следует дополнительно снять векторные диаграммы напряжений и токов на выводах реле.

Значения сопротивлений срабатывания (Z_{CP}), в омах, на фазу для реле, включенных на линейные напряжения и токи, необходимо подсчитать по формуле

$$Z_{CP} = \frac{U_{Л,CP}}{\sqrt{3}I_\Phi} . \quad (16)$$

Для реле, включенных на фазные напряжения и токи:

$$Z_{CP} = \frac{U_{\Phi,CP}}{I_\Phi} , \quad (17)$$

если фазный ток не пропускается через компенсационную обмотку;

$$Z_{CP} = \frac{U_{\Phi,CP}}{KI_\Phi} , \quad (18)$$

если фазный ток пропускается только через компенсационную обмотку;

$$Z_{CP} = \frac{U_{\Phi,CP}}{(1+K)I_\Phi} , \quad (19)$$

если фазный ток пропускается через фазную и компенсационную обмотки,

где Z_{CP} - сопротивление срабатывания реле, Ом/фаза;

$U_{Л,CP}$, $U_{\Phi,CP}$ — линейные и фазные значения напряжений срабатывания, В;

K - коэффициент компенсации тока нулевой последовательности;

I_Φ - фазный ток нагрузки, А.

По угловым характеристикам реле сопротивления, зная углы между напряжениями и токами, определяют расчетные значения сопротивлений срабатывания и сравнивают их с измеренными. Измерения выполняются для нескольких сочетаний подводимых напряжений (или токов).

Реле сопротивления следует считать включенными правильно, если ожидаемое поведение их совпадает с фактическим при проверках реле сопротивления в режиме реле направления мощности или расчетные значения сопротивлений срабатывания совпадают с измеренными при проверках снижением напряжения.

При сомнениях в результатах проверки следует проверить векторную диаграмму токов и напряжений на выводах самого реле.

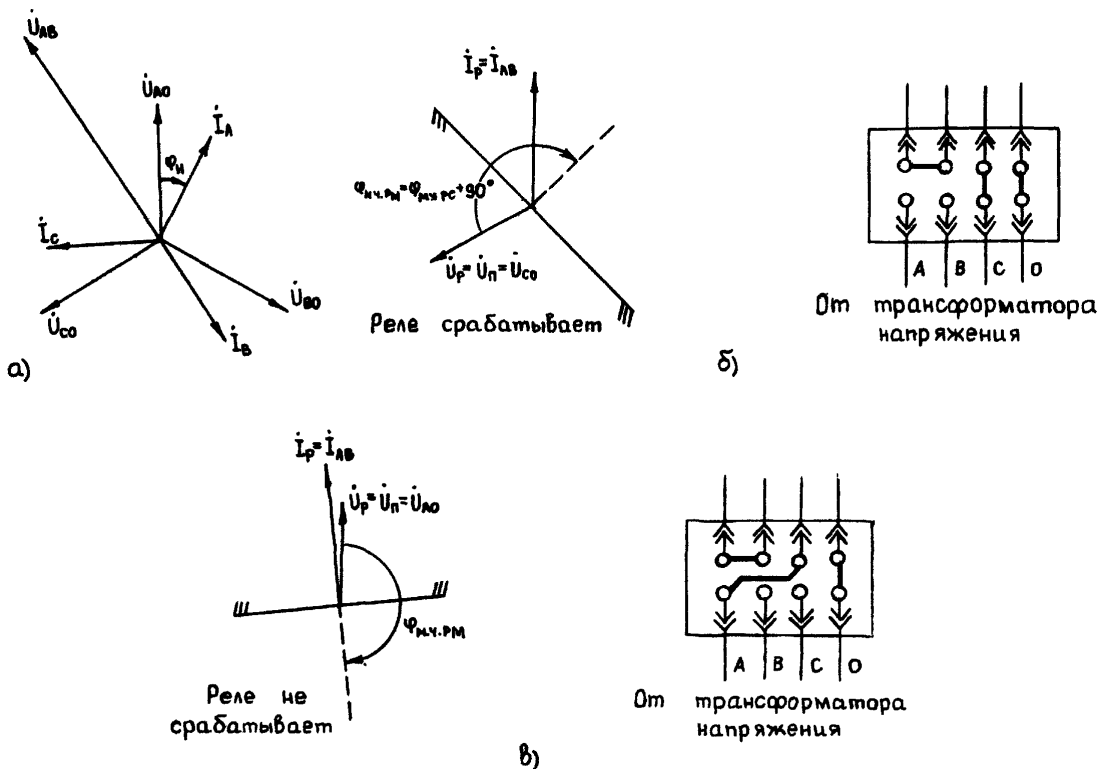
Реле сопротивления следует проверять при токах нагрузки, близких или превышающих значение тока точной работы реле сопротивления. Увеличить значения токов, подводимых к реле, можно с помощью трансформаторов тока, включаемых по схеме, приведенной на рис.24.

На рис.26 построены векторные диаграммы и показаны переключения, проводимые в цепях напряжения при проверках реле сопротивления с переводом в режим направления мощности, а на рис.27 - при подведении пониженного напряжения. На рис.26,б,в,г диаграммы построены относительно напряжений, подводимых к контуру подпитки (\dot{U}_H), и нанесены векторы тока i_{AB} в соответствии с диаграммой на рис.26,а. На рис.26,д векторная диаграмма построена относительно условно неподвижного вектора тока. В этом случае знак значения угла максимальной чувствительности меняется на противоположное по отношению к знаку значения этого угла при неподвижном векторе напряжения. Как видно из рисунка, для определения ожидаемого поведения реле при построении диаграммы приведенным способом достаточно построить одну диаграмму вместо трех.

На рис.27 показано определение расчетных значений Z_{CP} по угловой характеристике реле в зависимости от фаз подведенного напряжения. Порядок подключения цепей от трансформатора напряжения к устройству РЗА для проверки Z_{CP} в различных точках угловой характеристики приведен в табл.5.

Таблица 5

Точки угловой характеристики	Подключение зажимов реостата к фазам вторичных цепей напряжения	
	Зажим 1	Зажим 2
1	А	В
1'	В	А
2	В	С
2'	С	В
3	С	А
3'	А	С



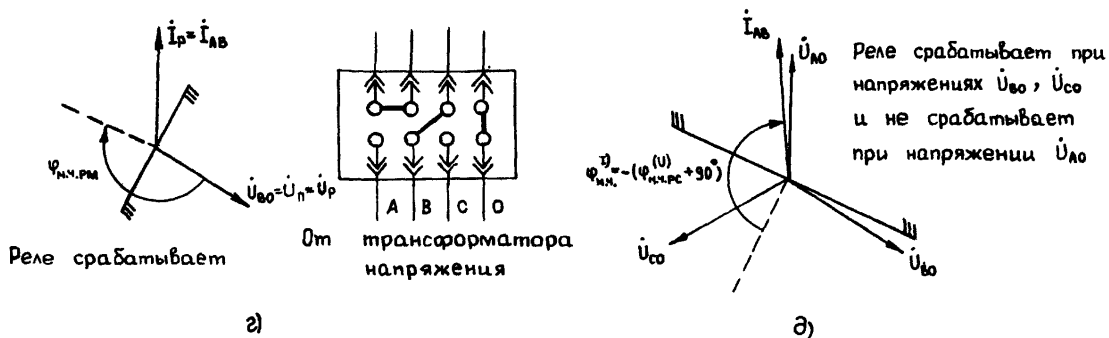
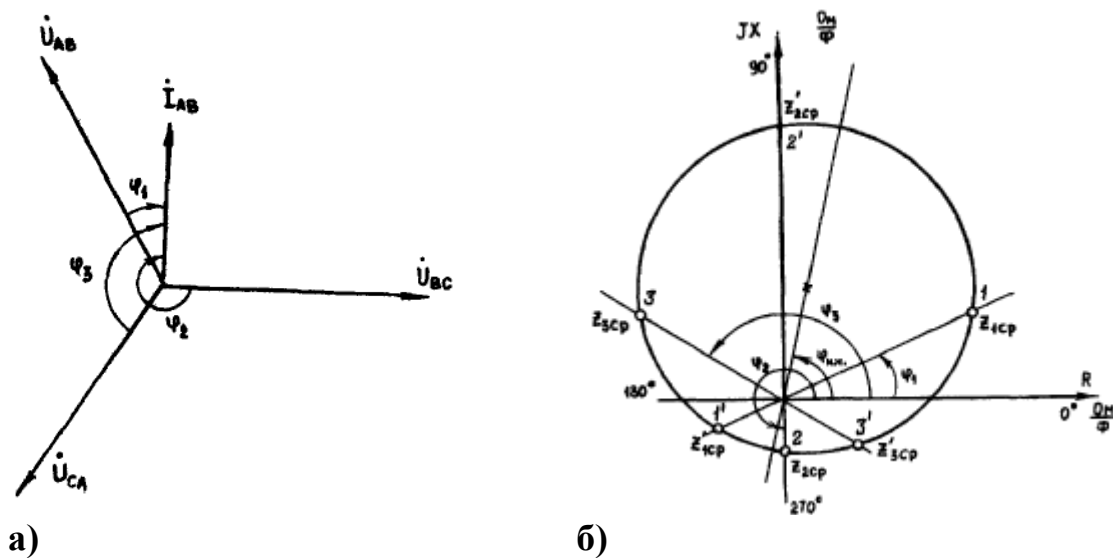
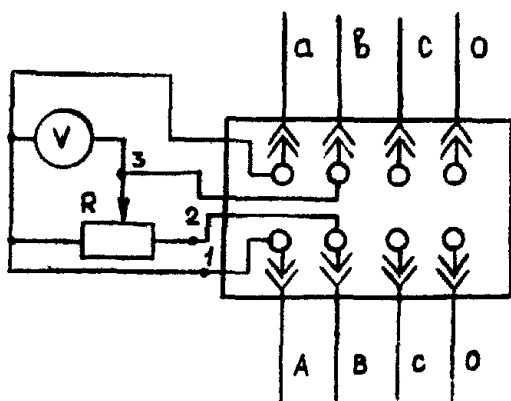


Рис.26. Определение ожидаемого поведения реле сопротивления при переводе реле в режим направления мощности: а - векторная диаграмма рабочих токов; б - при подведении к контуру подпитки \dot{U}_{CO} ; в - при подведении к контуру подпитки \dot{U}_{BO} ; г - при подведении к контуру подпитки \dot{U}_{AO} ; д - путем построения векторной диаграммы относительно условно-неподвижного вектора тока

20. Произвести двусторонние проверки устройств РЗА совместно с аппаратурой ВЧ каналов.

20.1. Следует проверить правильность совместной работы устройств РЗА, установленных на противоположных концах ВЛ (на многоконцевых ВЛ двусторонние проверки производятся поочередно) и связанных между собой с помощью ВЧ аппаратуры, например, высокочастотных дифференциально-фазных защит, направленных защит с ВЧ блокировкой, устройств отключения противоположного конца ВЛ, устройств ускорения резервных защит, устройств противоаварийной автоматики и т.п., путем снятия фазной характеристики и установкой заданного угла блокировки, проверки фазировки цепей тока и напряжения и правильности подключения органов манипуляции ВЧ передатчиками на противоположных концах ВЛ, обмена ВЧ сигналами для дифференциально-фазных защит ВЛ и проверки правильности прохождения сигналов от передающего к приемному устройству РЗА для других устройств РЗА. Перед этими проверками должна быть полностью проверена аппаратура ВЧ канала.





От трансформатора напряжения
в)

Рис.27. Определение ожидаемого поведения реле сопротивления путем снижения напряжения: а - векторная диаграмма рабочих токов и напряжений; б - определение $Z_{ср}$ по угловой характеристике; в - схема подачи напряжений

20.2. Снять фазную характеристику. Эту работу возможно производить и при отключенной ВЛ при наличии источников синхронных напряжений на обоих концах ВЛ или после включения ВЛ под напряжение или под нагрузку. Ветви фазной характеристики могут оказаться несимметричными из-за наличия отраженного от неоднородностей ВЧ канала сигнала, мощность которого достаточна для дополнительного запираения ВЧ приемника. Считается допустимым такое влияние отраженного сигнала, при котором при переключении выхода приемопередатчика с 75 Ом на ВЛ ширина импульса тока на выходе приемника уменьшается (напряжение на выходе приемника увеличивается) не более чем на 10° .

При снятии фазной характеристики нуль отсчета целесообразно брать при совмещении начал "своего" и "чужого" пакетов ВЧ передатчиков за линейным фильтром (в сторону "своего" передатчика). Только в случае такого подхода к снятию фазной характеристики можно оценить несимметрию ее ветвей.

20.3. Проверить правильность фазировки цепей тока. Эту проверку следует производить при запущенных передатчиках на обоих концах ВЛ путем подачи в защиту на одном из концов ВЛ тока одной фазы, а на другом конце ВЛ - поочередно токов трех фаз (рис.28).

Для удобства анализа правильности фазировки токи на обоих концах ВЛ следует подводить к идентичным цепям, обычно в фазу А токовых цепей защиты. Следует иметь в виду, что для уменьшения мешающего влияния короны на работу дифференциально-фазной защиты подвод цепей тока к защите осуществляется с циклической перестановкой фаз тока на рядах выводов панели со стороны подходящих кабелей с тем, чтобы комбинированный фильтр органа манипуляции выделял на выходе напряжение той фазы ВЛ, которая подвергнута ВЧ обработке, поэтому для упрощения терминологии при проверках пользуются маркировкой токовых

цепей, указанной в заводской документации, т.е. панельной маркировкой, а не маркировкой на жилах кабеля.

Проверку правильности фазировки следует осуществлять с помощью осциллографов, подключаемых на входе ВЧ приемников (за линейными фильтрами), а также по токам (напряжениям) на выходах приемников и в выходных цепях органа сравнения фаз. Фазировка токовых цепей считается выполненной правильно, если при подведении к защитах одноименных фаз тока на экране осциллографов отсутствуют перерывы между ВЧ пакетами передатчиков обоих концов ВЛ, т.е. ВЧ пакеты смещены один относительно другого на 180° , а показания приборов соответствуют заблокированному состоянию защит или между ВЧ пакетами имеются небольшие паузы (фиксируемые осциллографами и приборами), которые обусловлены запаздыванием распространения ВЧ сигнала (6° на каждые 100 км ВЛ) и сдвигом фаз между токами по концам ВЛ, вызванным емкостными токами. Могут иметь место случаи, когда ВЧ пакеты при подаче токов одноименных совмещены между собой и смещены один относительно другого на углы, близкие к 180° , при подведении к защитах разноименных фаз, например, на ВЛ 750кВ при нулевых или малых перетоках активной мощности по ВЛ, когда по ВЛ могут протекать чисто емкостные токи, что соответствует направлению токов при внешнем КЗ. При значительных углах между ВЧ пакетами (20° и более) при подведении одноименных фаз тока этот сдвиг (ψ) в град., должен быть оценен по формуле:

$$\psi = \theta + \alpha, \quad (20)$$

где θ - угол между токами по концам ВЛ, эл. град.;

α - угол, вызванный запаздыванием ВЧ сигнала (6° на 100 км длины ВЛ), град.

Значение угла θ следует определить путем построения векторной диаграммы токов обоих концов ВЛ, получив векторную диаграмму токов противоположного конца ВЛ по телефону. Значение этого угла отсчитывается от вектора тока на рассматриваемом конце ВЛ (в направлении, противоположном вращению часовой стрелки) до вектора тока на противоположном конце ВЛ (см.рис.28,б).

В связи с тем, что векторная диаграмма токов на противоположном конце ВЛ снимается относительно собственных напряжений, которые сдвинуты относительно напряжений на рассматриваемом конце на угол δ_H , при нанесении вектора тока противоположного конца ВЛ на диаграмму нужно учесть значение этого угла для ВЛ, по которым протекают значительные активные мощности. При построении диаграммы на питающем конце значение угла δ_H вычитывается, а на приемном - складывается со значением фазы вектора тока, полученным по телефону. Значение угла (δ_H), в градусах, если можно пренебречь емкостными токами, может быть подсчитано по формуле

$$\delta_H = \arcsin \frac{PX_{л}}{U_1 U_2}, \quad (21)$$

где P - активная мощность на рассматриваемом конце ВЛ, МВт;

X_L - индуктивное сопротивление ВЛ, Ом;

U_1, U_2 - напряжения на концах ВЛ, кВ.

Значение угла (θ), в градусах, может быть также подсчитано по приближенной формуле

$$\theta = \operatorname{arctg} \frac{P}{3I^2 \left(X_C - \frac{X_L}{2} \right) + Q} + 180^\circ, \quad (22)$$

где P и Q - активная и реактивная мощности на рассматриваемом конце ВЛ, МВт, Мвар;

I - ток на данном конце ВЛ, кА;

X_C, X_L — емкостное и индуктивное сопротивления ВЛ, Ом.

На рис.28,в показан примерный вид осциллограммы ВЧ импульсов, соответствующей векторной диаграмме, приведенной на рис.28,б. Сдвиг между ВЧ импульсами (β), в градусах, определенный по осциллограмме, должен соответствовать расчетным, определяемым по одной из формул:

$$\beta = \theta'_1 + \alpha - \gamma_{\text{ПР}} - \text{ для опыта 1,} \quad (23)$$

где: $\gamma_{\text{ПР}}$ - ширина ВЧ импульса передатчика противоположного конца ВЛ, град;

$$\beta = \Omega_C - \theta''_1 - \alpha - \text{ для опыта 2,} \quad (24)$$

где Ω_C - ширина паузы ВЧ сигнала собственного передатчика, град.

В остальных опытах значения углов β определяется по одной из вышеприведенных формул при подстановке соответствующих углов θ_1 . Аналогичные опыты выполняются и на подстанции 2, при этом углы определяются по соответствующим углам θ_2 .

20.4. Проверку правильности фазировки цепей напряжения произвести аналогично путем подачи на один из концов ВЛ одной фазы напряжения, а на другой конец ВЛ поочередно напряжений трех фаз. Фазировка цепей напряжения считается правильной, если при подведении к защитах одноименных фаз напряжения ВЧ импульсы передатчиков совпадают или сдвинуты на угол, обусловленный запаздыванием ВЧ сигнала противоположного конца (угол α), углом нагрузки δ_H и разностью ширины импульсов ВЧ передатчиков.

20.5. Для проверки правильности включения устройств компенсации емкостных токов произвести совместную проверку при подаче одновременно и цепей тока, и цепей напряжения. На обоих концах ВЛ к защитах одновременно подводится трехфазная система токов и напряжений с прямым, с обратным чередованиями фаз, а затем с поочередным исключением одноименных фаз тока и напряжения (поочередно для всех трех фаз). При этом пакеты ВЧ импульсов должны быть смещены один относительно другого на угол, близкий к 180° , или по крайней мере пауза между ВЧ импульсами должна быть меньше, чем при подведении к защитах одноименных фаз токов (последнее условие может иногда не выполняться

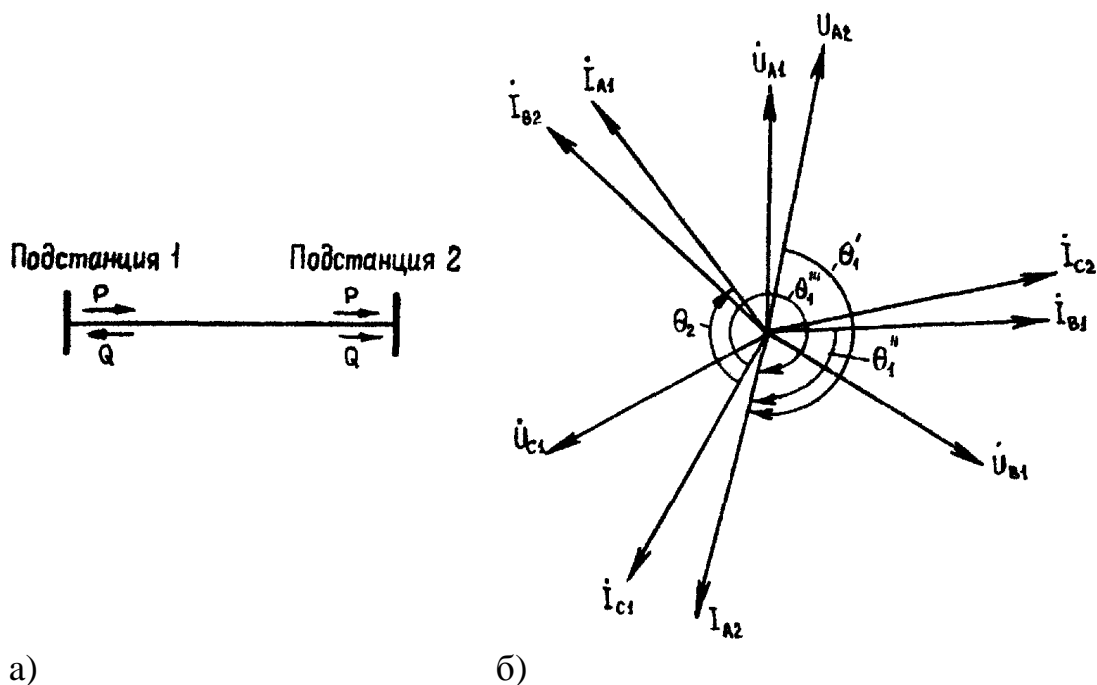
для приемного конца длинной сильно нагруженной ВЛ сверхвысокого напряжения).

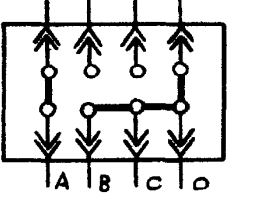
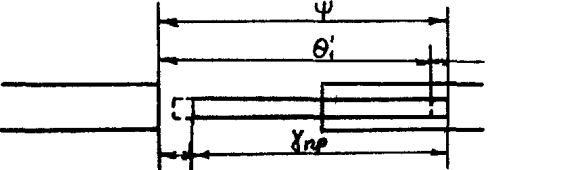

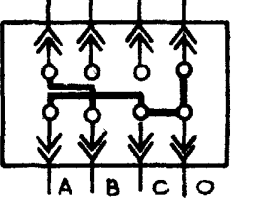
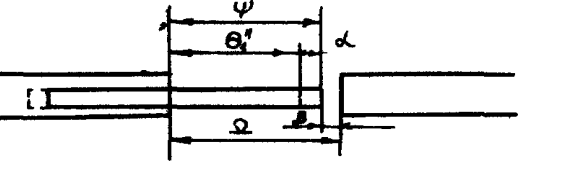
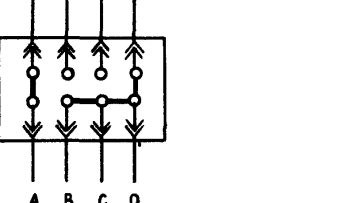
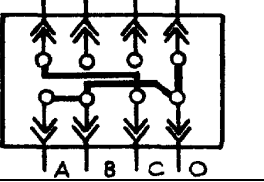
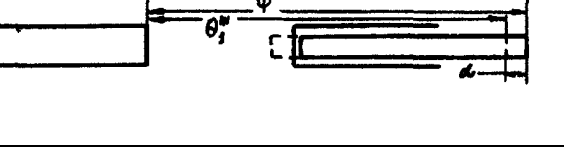

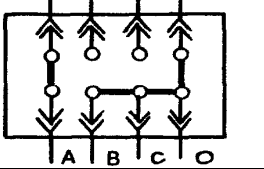


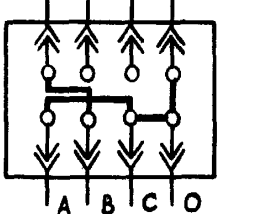
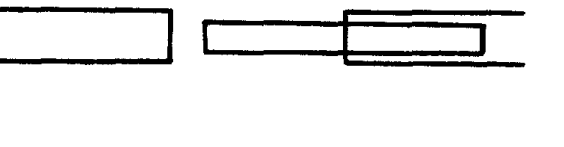
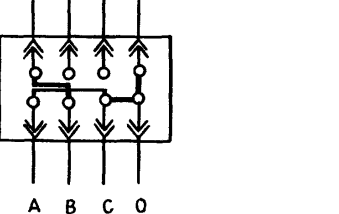
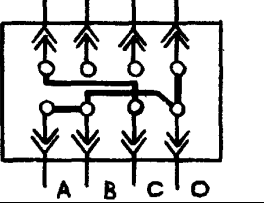
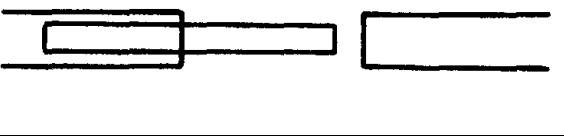

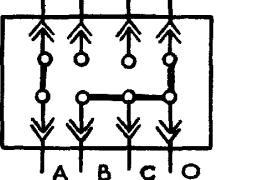


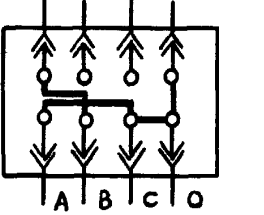
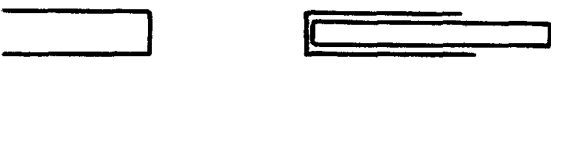
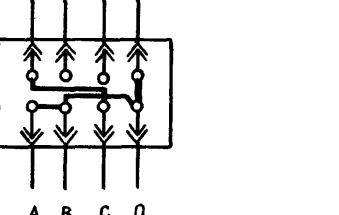
20.6. Произвести обмен ВЧ сигналами между комплектами дифференциально-фазных и направленных высокочастотных защит. Для этого сначала поочередно, а потом одновременно запускаются передатчики на концах ВЛ.

В дифференциально-фазных защитах при запуске передатчика только с одной стороны ток на выходе приемника уменьшается примерно наполовину в обоих приемниках (появляется напряжение на выходе приемников АВЗК-80 при работе с полупроводниковыми защитами значением, равным примерно половине максимального значения), что соответствует манипулированному ВЧ сигналу при односторонне запущенном передатчике, а при одновременном запуске обоих передатчиков ток приема падает до нуля (напряжение на выходе приемника АВЗК-80 при работе с полупроводниковыми защитами достигает максимального значения), что соответствует заблокированному состоянию защиты.

В направленных ВЧ защитах состояние защиты должно соответствовать заблокированному состоянию при хотя бы одном запущенном передатчике.

После окончания двусторонних проверок устройства РЗА могут вводиться в работу в соответствии с пп.2.6.2-2.6.4.



Номер опыта	Подстанция 1 Контрольные штекеры в токовых цепях	Вид осциллограммы в ВЧ тракте защиты	Подстанция 2 контрольные штекеры в токовых цепях
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			

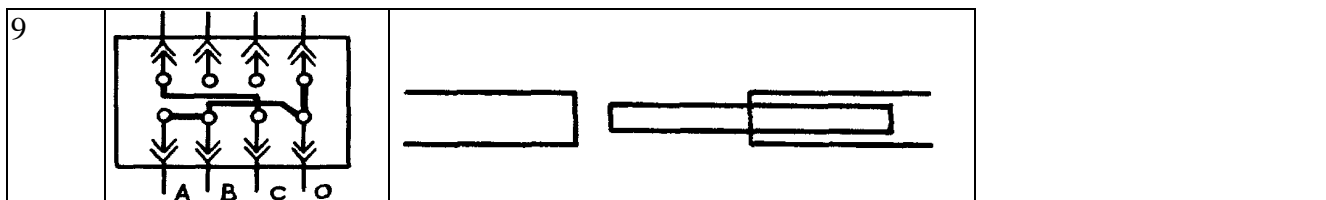


Рис.28. Проверка правильности фазировки цепей тока по концам ВЛ: а - направление перетоков мощности по ВЛ; б- векторная диаграмма рабочих токов и напряжений по концам ВЛ; в - вид осциллограмм ВЧ сигнала на входе приемника на подстанции 1

19. УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ

1. Работы по техническому обслуживанию устройств РЗА и вспомогательных цепей в действующих электроустановках производятся по нарядам или распоряжениям в соответствии с требованиями "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок" (М.: Энергоатомиздат, 1987), "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (М.: Энергоатомиздат, 1987), действующих "Правил техники безопасности при производстве электромонтажных работ на объектах Минэнерго СССР", "Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках" (М.: Энергоатомиздат, 1983).

Работы повышенной опасности, выполняемые на выделенном участке вне действующих электроустановок, также должны выполняться по наряду.

2. Каждый работник, принимающий непосредственное участие в работах, обязан пройти медицинское освидетельствование и проверку знаний правил техники безопасности (получить соответствующую группу по технике безопасности), получить вводный инструктаж и инструктаж на рабочем месте по технике безопасности, освоить методику проведения соответствующих работ с учетом требований правил техники безопасности, при необходимости пройти стажировку под руководством опытного работника.

3. При работах необходимо пользоваться специальным электротехническим инструментом с изолированными ручками; металлический стержень отверток должен быть изолирован от ручки до жала отвертки.

4. Работы в цепях и устройствах РЗА должны производиться по исполнительным схемам. Работа без схем, по памяти, запрещается.

5. Дистанционное включение и отключение первичных коммутационных аппаратов для опробования может производить работник, проводящий техническое обслуживание, с разрешения дежурного персонала (а в электроустановках без местного оперативного персонала - без получения такого разрешения) в соответствии с пп.10.1, 10.2, 10.6 ПТБ.

6. При выполнении работ по техобслуживанию устройств РЗА следует обратить особое внимание на следующие указания:

а) временные схемы, собираемые для наладки оборудования (снятие характеристик, осциллографирование и т.п.), должны выполняться на специальных столах. Запрещается применять столы с металлической рабочей поверхностью или с металлическим обрамлением;

б) временные питающие линии должны быть выполнены изолированным проводом (кабелем), надежно закреплены, а в местах прохода людей должны быть подняты на высоту не менее 2,5 м;

в) питание временных схем для проверок и испытаний должно выполняться через автоматический выключатель с обозначением включенного и отключенного положений. Последовательно с выключателем в цепь питания устанавливается коммутационное устройство с видимым разрывом цепи (штепсельный разъем). При снятии напряжения со схемы первым выключается выключатель, а затем штепсельный разъем;

г) сборку временных схем для электрических испытаний, переключение проводов в схеме, перестановку приборов и аппаратов в ней запрещается производить без снятия напряжения и создания видимого разрыва питающей сети;

д) при перерывах и окончании работ по техническому обслуживанию персонал, производивший работы, должен отключить линию временного питания с созданием видимого разрыва;

е) металлические корпуса переносных приборов, аппаратов должны быть заземлены (заземлены и занулены);

ж) перед подачей оперативного тока для наладки и опробования схем коммутационных аппаратов, управление которыми производится из нескольких мест, должна быть устранена возможность управления ими с других мест (отключены цепи, вывешены плакаты "Не включать. Работают люди!");

з) при работах в цепях вторичных обмоток трансформаторов напряжения с подачей напряжения от постороннего источника отключаются автоматические выключатели и рубильники, установленные в цепях вторичных обмоток трансформаторов напряжения;

и) все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянное заземление;

к) запрещается снимать заземление вторичных обмоток трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, если они находятся под рабочим напряжением. Запрещается снимать заземление металлических корпусов устройств РЗА, находящихся в работе;

л) при необходимости переключений в цепях вторичных обмоток трансформаторов тока при протекании тока через его первичную обмотку вторичная обмотка должна быть предварительно закорочена на специальных выводах или на контрольных штеккерах испытательных блоков. Переключения должны производиться с диэлектрического коврика. Откручивание винтов, крепящих провода, следует производить медленно, одной рукой, не касаясь другой рукой ни вторичной коммутации, ни корпуса панели, при появлении малейшего искрения, треска винт следует немедленно

закрутить обратно и еще раз тщательно проверить подготовительную схему. При раскорачивании токовых цепей измерительных трансформаторов тока должны быть немедленно прекращены все работы в устройствах РЗА и в аварийном порядке отключены коммутационные аппараты в цепях первичных обмоток этих трансформаторов тока;

м) при проверке полярности обмоток трансформаторов тока импульсами постоянного тока измерительный прибор должен быть предварительно надежно присоединен к выводам вторичной обмотки, только после этого в первичную обмотку можно подавать импульс тока;

н) вторичные токовые цепи измерений и защиты должны подсоединяться к выводам вторичных обмоток трансформаторов тока только после полного окончания монтажа всех цепей;

о) при производстве работ следует строго следить, чтобы левая и правая руки не прикасались одновременно к элементам или точкам схемы, находящимся под напряжением 36 В и более, и заземленным предметам и аппаратам (заземленным корпусам панелей, приборов, стендов, батареям центрального отопления и др.);

п) при наличии в схемах устройств РЗА конденсаторов сглаживающего фильтра в случае необходимости работы в этих цепях конденсаторы должны быть разряжены после отключения выпрямителя;

р) рабочее место должно быть удобным и достаточно освещенным (в соответствии с требованиями СНиП II-4-79 "Естественное и искусственное освещение" и инструкций, утвержденных Госстроем СССР).

Изоляция соединительных проводников не должна быть нарушенной. Измерения следует производить сухими руками в одежде с опущенными рукавами, кольца и металлические браслеты должны быть сняты.

7. При выполнении работ в цепях статора вращающегося невозбужденного генератора (измерение значения остаточного напряжения, чередования фаз и т.п.) принять меры по блокированию включения АГП, предварительно проверить отсутствие большого значения напряжения на вторичной обмотке измерительного трансформатора, напряжения. Работы следует производить в диэлектрических перчатках или диэлектрических калошах.

8. Настройка, проверка и измерение фильтров присоединения высокочастотной части дифференциально-фазных защит устройств ВЧТО, АНКА, отборов напряжения разрешается на действующем высокочастотном канале.

При этом нижняя обкладка конденсатора связи должна быть заземлена по нормальной схеме через линейную катушку фильтра присоединения или заземляющий дроссель с разрядником, включенным между нижней обкладкой конденсатора связи и землей.

Подключать и отключать приборы в цепи между конденсатором связи и фильтром присоединения и в шкафу отбора напряжения разрешается только при наглухо заземленной с помощью заземляющего ножа обкладки конденсатора связи.

9. При использовании в работе устройства У5053 необходимо:

а) при работе только с блоками К513 и К514 в колодку разъема Х5 блока К513 должна устанавливаться вставка (заглушка) Х6, предотвращающая доступ к выводам, находящимся под напряжением, и замыкающая цепь тока;

б) перед установкой ключа S19 в положение "1А" проверить отсутствие заземления в цепях, подключаемых к выходным выводам блока К515, поскольку в данном режиме образуется гальваническая связь между подключенным к входным выводам установки источником питания и подключенной к выходным выводам блока К514 нагрузкой (например панель защиты).

20. СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ И ВЕКТОРНАЯ ДИАГРАММА ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА

Соотношения основных величин, характеризующих работу трансформатора тока, могут быть установлены на основе его схемы замещения и векторной диаграммы.

На рис. 1 приведены схемы трансформатора тока. На схеме замещения (см. рис. 1, в) не показано сопротивление первичной обмотки, поскольку оно не влияет на работу трансформатора тока. Первичный ток I'_1 , ток намагничивания $I'_{\text{нам}}$ и полное сопротивление ветви намагничивания $Z'_{\text{нам}}$, равное $E_2 / I'_{\text{нам}}$, отмечены штрихом, что означает, что их значения приведены к вторичной обмотке трансформаторов тока. Это приведение выполняется пересчетом через номинальный коэффициент трансформации K_I , равный отношению номинальных первичного и вторичного токов, указанных на щитке трансформатора тока:

$$K_I = I_{1\text{ном}} / I_{2\text{ном}}$$

либо по витковому коэффициенту трансформации $K_{I\text{в}}$, если известно число витков первичной S_1 , и вторичной S_2 обмоток:

$$K_{I\text{в}} = S_2 / S_1.$$

Приведенные величины:

$$I'_1 = I_1 / K_I ; I'_{\text{нам}} = I_{\text{нам}} / K_I ; Z'_{\text{нам}} = Z_{\text{нам}} \cdot K_I^2$$

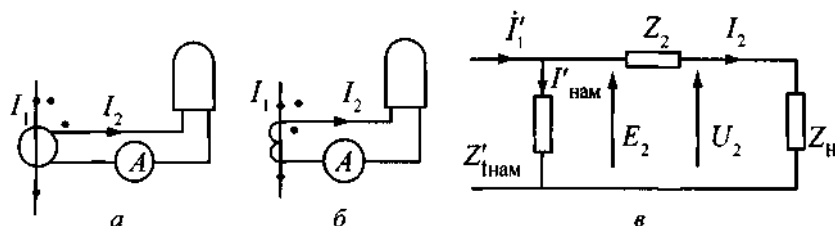


Рис.1. Схемы трансформаторов тока:
а, б-условных обозначений; в-замещения

Активное R_2 и индуктивное X_2 сопротивления вторичной обмотки трансформатора тока на схеме рис. 1, в показаны в виде полного сопротивления Z_2 . На той же самой схеме замещения полное сопротивление $Z_{\text{н}}$ представляет собой объединенные сопротивления реле, измерительных приборов и соединительных проводов во вторичной цепи трансформатора тока; $Z_{\text{н}}$ обычно называют сопротивлением вторичной нагрузки трансформатора тока. Активную и реактивную составляющие этого сопротивления обозначают соответственно $R_{\text{н}}$ и $X_{\text{н}}$.

Положительные направления токов на схеме замещения соответствуют положительным направлениям, принятым на схемах условных обозначений (см. рис. 1, а, б), где точками отмечены однополярные выводы первичной и

вторичной обмоток (их начала или концы при намотке витков в одну сторону).

При рассмотрении работы трансформатора тока следует иметь в виду, что обычно сопротивления в схеме замещения ничтожно малы по сравнению с общим сопротивлением первичной цепи, в которую включен трансформатор тока, поэтому они не влияют на значение первичного тока. Необходимо также учитывать, что наличие в трансформаторе тока стального сердечника обуславливает нелинейность сопротивления ветви намагничивания $Z'_{нам}$. Вследствие этого токи $I'_{нам}$ и I_2 , как правило, несинусоидальны. Сумма этих токов, как видно из схемы замещения, равна току I'_1 который обычно синусоидален.

Несинусоидальные токи и напряжения не могут изображаться векторами, поскольку их гармонические составляющие имеют разные частоты. Поэтому при рассмотрении работы трансформатора тока с помощью векторных диаграмм несинусоидальные токи и напряжения условно заменяются эквивалентными синусоидальными, имеющими такие же действующие значения.

Векторная диаграмма трансформатора тока, приведенная на рис. 2, построена согласно схеме замещения (см. рис. 1, в). За исходный принят вектор тока \dot{I}_2 . Вектор напряжения вторичной обмотки \dot{U}_2 равен сумме векторов падений напряжения от тока \dot{I}_2 в активном и индуктивном сопротивлениях нагрузки вторичной обмотки Z_H . Электродвижущая сила (ЭДС) вторичной обмотки

$$\dot{E}_2 = \dot{U}_2 + \dot{I}_2 Z_2$$

Согласно этому выражению и построен вектор ЭДС \dot{E}_2 на диаграмме. Соответственно положительным направлениям первичного и вторичного токов, принятым на рис. 1 противоположными в первичной и вторичной обмотках, ЭДС первичной обмотки \dot{E}'_1 находится в противофазе с ЭДС \dot{E}_2 . Вектор рабочего магнитного потока ϕ опережает на 90° вектор ЭДС \dot{E}'_1 , наведенной этим магнитным потоком. Вектор тока намагничивания $\dot{I}_{нам}$ опережает вектор магнитного потока ϕ на угол γ , обусловленный активными потерями в стали сердечника. Угол γ может быть получен из экспериментальных кривых $\gamma = f(B)$, где B - магнитная индукция. Вектор первичного тока \dot{I}'_1 на диаграмме равен сумме векторов вторичного тока \dot{I}_2 и тока намагничивания $\dot{I}_{нам}$

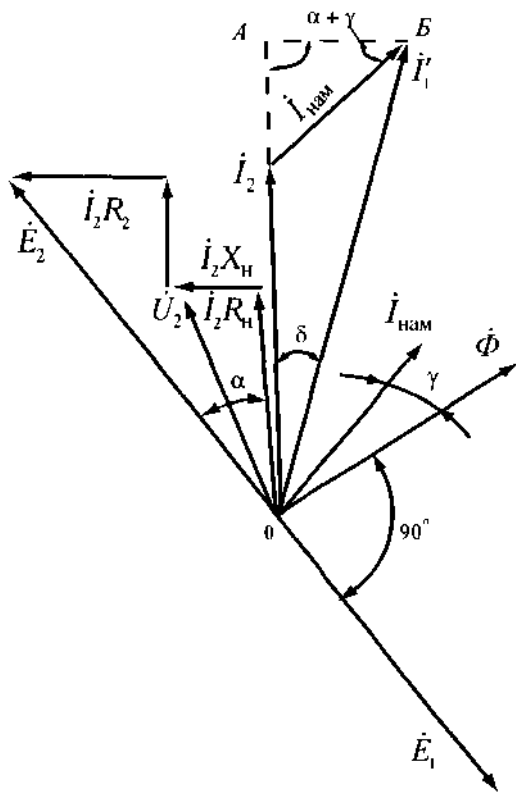


Рис.2. Векторная диаграмма трансформатора тока

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 + \dot{I}'_{\text{нам}}$$

Токам \dot{I}'_1 , \dot{I}_2 соответствуют противодействующие магнитные потоки первичной и вторичной обмоток, поскольку эти токи в витках обмоток направлены встречно. Соответственно этому выражению магнитный поток первичной обмотки уравнивается рабочим магнитным потоком, создающимся током $\dot{I}_{\text{нам}}$, и размагничивающим действием тока \dot{I}_2 .

21. ПОГРЕШНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА

Под погрешностями трансформатора тока подразумеваются отличия вектора вторичного тока \dot{I}_2 от вектора приведенного первичного тока \dot{I}'_1 по модулю и углу. Эти отличия обусловлены наличием тока намагничивания $\dot{I}_{\text{нам}}$, создающего магнитный поток в сердечнике трансформатора.

При отсутствии погрешностей (при $I_{\text{нам}} = 0$) токи I_2, I'_1 были бы равны по модулю и совпадали бы по фазе, т. е. могли бы быть показаны на диаграмме одним вектором. Однако такая векторная диаграмма верна лишь при принятых на схемах рис. 1, а и б положительных направлениях токов. Если на этих схемах для одного из токов (например, I_2) принять за положительное противоположное направление, то при отсутствии погрешностей токи I_2 и I'_1 должны быть показаны двумя одинаковыми по величине, но противоположно направленными векторами. Это важно

учитывать при проверке правильности включения вторичной обмотки трансформатора тока, когда его погрешностью пренебрегают.

Из схемы замещения рис. 1, в видно, что значение тока намагничивания $I'_{нам}$, а следовательно, и погрешность трансформатора тока зависят от соотношения сопротивлений ветви намагничивания $Z'_{нам}$ и цепи вторичного тока ($Z_2 + Z_H$). Чем больший ток ответвляется в сопротивление $Z'_{нам}$, тем больше погрешность трансформатора тока.

Токовая погрешность, %

$$f_1 = 100 \frac{I_2 - I'_1}{I'_1}$$

Угловая погрешность - угол δ между векторами первичного и вторичного \dot{I}_2 токов (см. рис. 2) в градусах, минутах или в сантирадианах - считается положительной, когда вектор тока \dot{I}_2 опережает вектор тока.

Угловая погрешность δ может быть определена через угол потерь α и угол γ между векторами \dot{E}_2 и \dot{I}_2 . На векторной диаграмме произведено дополнительное построение: из конца вектора тока \dot{I}'_1 проведен отрезок AB перпендикулярно продолжению вектора тока \dot{I}_2 . Отрезок $AB = I'_{нам} \cos(\alpha + \gamma)$, так как угол между ним и вектором тока намагничивания равен сумме углов $\alpha + \gamma$, поскольку угол между векторами \dot{I}_2 и $\dot{I}'_{нам}$ (углы при вершине 0) равен $90^\circ - (\alpha + \gamma)$.

Таким образом, угловая погрешность

$$\delta = \arcsin \left[\left(\frac{I'_{нам}}{I'_1} \right) \cos(\alpha + \gamma) \right]$$

Полная погрешность - действующее значение разности мгновенных значений токов i_2 и i'_1 согласно ГОСТ 7746-68. Точность работы трансформаторов тока, предназначенных для релейной защиты, характеризуется полной погрешностью в условиях установившегося режима.

Полная погрешность, %

$$\varepsilon = 100 I'_{нам} / I'_1$$

Если полная погрешность не превышает 10 %, то она может быть выражена упрощенной формулой

$$\varepsilon = 100 \left| \dot{I}_2 - \dot{I}'_1 \right| / I'_1$$

22. НОМИНАЛЬНАЯ ВТОРИЧНАЯ НАГРУЗКА

При увеличении сопротивления вторичной нагрузки Z_n погрешности трансформатора тока возрастают вследствие увеличения тока намагничивания.

Согласно ГОСТ 7746-68 номинальная вторичная нагрузка $Z_{н.ном}$ - полное сопротивление внешней вторичной цепи трансформатора тока, имеющей коэффициент мощности 0,8, при котором гарантируются класс точности или предельная кратность трансформатора тока. Номинальная вторичная нагрузка выражается в омах или в вольт-амперах при номинальном вторичном токе. Ее значение устанавливается заводами - изготовителями трансформаторов тока и указывается на щитке, как и класс точности (вместо класса точности может ставиться буква «Р», если трансформатор тока предназначен для релейной защиты).

Согласно ГОСТ 7746-68 предельная кратность K_{10} - наибольшее отношение первичного тока к номинальному первичному току трансформатора тока, при котором полная погрешность при заданной вторичной нагрузке не превышает 10 %.

В информационных материалах заводов-поставщиков должны приводиться кривые предельной кратности $K_{10} = f(Z_n)$, при которой не превышает ток динамической устойчивости, деленный на $1,8\sqrt{2}$, а для вторичной цепи - 25 % номинальной нагрузки (но не менее 10 В·А) и выше.

Предельная кратность при номинальной вторичной нагрузке называется номинальной предельной кратностью ($K_{10ном}$).

Для вторичных обмоток трансформаторов тока релейной защиты заводы-поставщики должны гарантировать значение кратности $K_{10ном}$ и указывать его на щитках трансформаторов тока.

23. ТИПОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАМАГНИЧИВАНИЯ

Характеристика намагничивания - зависимость максимальной индукции B_{max} от напряженности магнитного поля H в сердечнике трансформатора тока

$$B_{max} = f(H)$$

Известно, что

$$H = 0,4\pi S I_{ном} / l \text{ или } H = 0,4\pi F / l$$

где S — число витков, по которым проходит ток $I_{ном}$;

l - средняя длина силовой линии магнитного поля;

F - магнитодвижущая сила (МДС).

Таким образом, напряженность магнитного поля H прямо пропорциональна МДС F .

Характеристики намагничивания для сердечников трансформаторов тока строятся в виде зависимости

$$B_{\max} = f(F)$$

При этом индукция и МДС выражаются в удельных величинах: B_{\max} - в теслах на 1 см^2 сечения сердечника и на один виток обмотки, $\text{Тл}/(\text{см}^2 \cdot \text{вит})$; F - в амперах на 1 см средней длины магнитного пути ($\text{А}/\text{см}$).

Согласно ГОСТ 7746-68 в информационных материалах заводов - изготовителей трансформаторов тока должны приводиться типовые кривые намагничивания (зависимость максимальной индукции от действующего значения напряженности магнитного поля), МДС при номинальном токе, средняя длина магнитного пути и сечение магнитопровода.

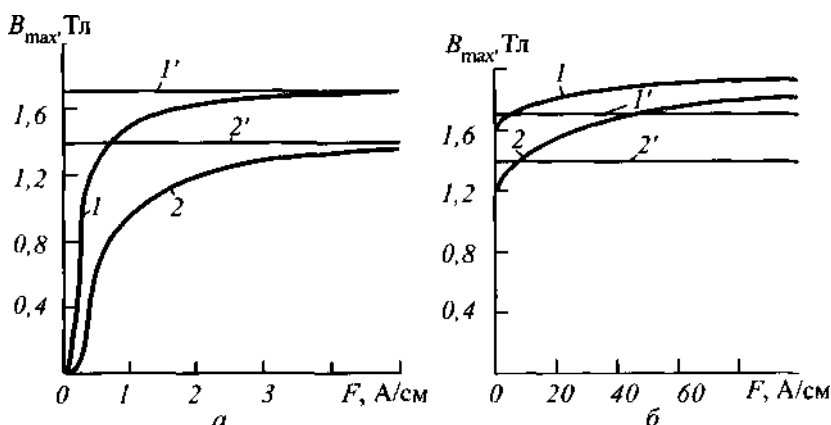


Рис. 3. Усредненные (1, 2) и прямоугольные (1', 2') характеристики намагничивания ленточных сердечников для различных значений F : (а- от 0 до 5 $\text{А}/\text{см}$; б - от 2 до 100 $\text{А}/\text{см}$; 1(1')- холоднокатаная сталь Э310; 2(2') - горячекатаная сталь Э42

Сердечники трансформаторов тока обычно изготавливаются из холоднокатаной или горячекатаной трансформаторной стали марок Э310 и Э42. На рис. 3, а и б в качестве примера приведены усредненные характеристики намагничивания ленточных сердечников из стали указанных марок. Как видно из рис. 3, б, характеристики намагничивания для стали обеих марок в области насыщения сближаются. При полном насыщении стали Э310 индукция B_{\max} составит примерно 2 Тл, а стали Э42 - 1,9 Тл.

При проверках трансформаторов тока (например, при проверке вольт-амперных характеристик) типовые характеристики намагничивания следует перестроить в кривые $E_2 = f(I'_{\text{ном}})$. Для этой цели ординаты нескольких точек на характеристике $B_{\max} = f(F)$ пересчитываются по формулам:

$$E_2 = B_{\max} s F_{\text{ном}} / 450 I_{2\text{ном}}$$

$$I'_{ном} = (F / F_{ном}) I_{2ном}$$

где $B_{ном}$ - максимальная магнитная индукция, Тл;

s - сечение стали сердечника, см²;

l - средняя длина магнитного пути, см;

$F_{ном}$ - номинальная МДС, А; F - МДС, А;

$I_{2ном}$ - номинальный вторичный ток, А. При этом E_2 выражена в вольтах,

$I'_{нам}$ - в амперах.

На рис. 4 показаны характеристики намагничивания $E_2 = f(I'_{нам})$, построенные по приведенным выше формулам и характеристикам, изображенным на рис. 3, для трансформаторов тока с близкими параметрами, но с сердечниками из стали разных марок: оба трансформатора тока имеют коэффициент трансформации 600/5, $F_{ном} = 600$ А и $l = 150$ см; сердечник трансформатора тока ТВДМ-110 из стали Э310 имеет сечение 89 см², а сердечник ТНДМ-110 из стали Э42 - сечение 86,5 см².

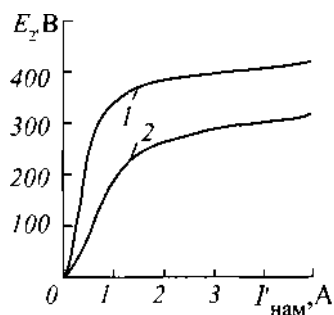


Рис. 4. Характеристики намагничивания $E_2 = f(I'_{нам})$ трансформаторов тока типов: 1- ТВДМ-110; 2 - ТНДМ-110

При больших (более 10 %) погрешностях трансформаторы тока работают в области глубокого насыщения. При этом в ряде случаев для анализа их работы и определения погрешностей целесообразно заменять реальные характеристики намагничивания прямоугольными.

Прямоугольная характеристика намагничивания (ПХН) начинается сразу от оси ординат (см. рис. 3). Это означает, что до достижения насыщения ток намагничивания равен нулю и трансформатор тока работает без погрешностей.

Индукцию B_n , при которой наступает насыщение при указанном моделировании характеристики намагничивания, можно принимать равной 1,7 Тл для стали Э310 и 1,4 Тл для стали Э42.

Для трансформатора с ПХН характерным параметром, весьма удобным при расчетах, является номинальное сопротивление насыщения $Z_{нас}$, равное

полному сопротивлению вторичной цепи ($Z_2 + Z_H$), при котором сердечник трансформатора тока находится на грани насыщения, если первичный ток I , равен номинальному.

Номинальное сопротивление насыщения, Ом

$$Z_{нас} \approx B_H s F_{ном} / 450 I_{2ном}^2$$

или

$$Z_{нас} \approx B_H s S_2 K_{I\phi} / 450 I_{1ном}$$

Более точно значение $Z_{нас}$ можно определять экспериментально, что рекомендуется выполнять при новом включении.

24. ПРОВЕРКА ВОЛЬТ-АМПЕРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

Вольт-амперная характеристика представляет зависимость напряжения вторичной обмотки U_2 от тока намагничивания $I'_{нам}$ при разомкнутой цепи вторичной нагрузки. Она является основной при оценке исправности трансформаторов тока. Кроме того, вольт-амперные характеристики в ряде случаев могут быть использованы при определении погрешностей трансформаторов тока.

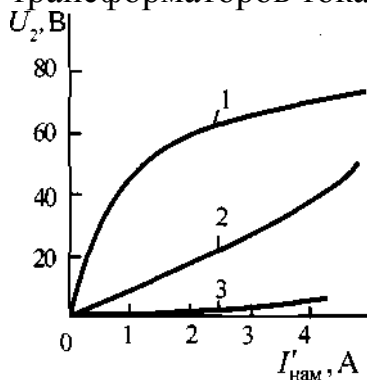


Рис. 10. Вольт-амперные характеристики трансформатора тока ТВ-35,300/5А исправного и при витковых замыканиях во вторичной обмотке:

- 1 - исправный трансформатор тока;
- 2 - закорочен один виток;
- 3 - закорочены восемь витков

Наиболее распространенная неисправность трансформатора тока - витковое замыкание - выявляется по резкому снижению вольт-амперной характеристики и изменению ее крутизны. На рис. 10 в качестве примера показаны вольт-амперные характеристики трансформатора тока ТВ-35 исправного и при витковых замыканиях во вторичной обмотке.

Снижение вольт-амперной характеристики при витковом замыкании происходит потому, что трансформатор тока из режима холостого хода (ХХ) переходит в режим короткого замыкания (КЗ). При этом замкнувшиеся витки являются вторичной обмоткой, и ее сопротивление шунтирует ветвь намаг-

ничивания (сопротивление $Z'_{нам}$ на рис. 1, в), что приводит к значительному уменьшению сопротивления трансформатора тока. Отметим, что витковые замыкания при других проверках (например, коэффициента трансформации) обычно не обнаруживаются.

Вольт-амперные характеристики должны проверяться при новом включении и полных плановых проверках трансформаторов тока.

Исправность трансформатора тока при новом включении следует оценивать сопоставлением вольт-амперной характеристики с типовой характеристикой намагничивания, построенной с помощью выражений для рис. 3, или, при отсутствии последней, с вольт-амперными характеристиками других трансформаторов тока тех же типов, класса и коэффициента трансформации.

Типовая характеристика намагничивания строится из условия одинаковой магнитной индукции на всех участках сердечника, поэтому для создания более близких условий работы сердечника при проверке вольт-амперной характеристики ток намагничивания должен подаваться во вторичную обмотку. При этом разница величин U_2 и E_2 незначительна и может не учитываться.

Вольт-амперная характеристика при отсутствии неисправностей (витковых замыканий) не должна быть, как правило, ниже типовой характеристики намагничивания с учетом допустимых отклонений, указанных в информации заводов-изготовителей.

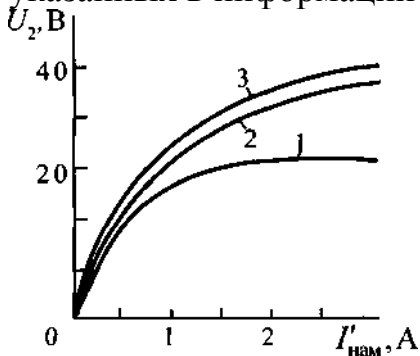


Рис. 11. Вольт-амперные характеристики трансформатора тока ТВ-35,150/5 при проверке разными способами - схемы:

- 1 - с автотрансформатором;
- 2 - с потенциометром;
- 3 - с реостатом

Необходимо учитывать большое влияние методики проверки вольт-амперной характеристики на результаты измерений, так как в зависимости от формы кривой напряжения и тока намагничивания, а также типов используемых измерительных приборов могут быть получены разные характеристики для одного и того же трансформатора тока. На рис. 11 показаны вольт-амперные характеристики трансформатора тока типа ТВ-35,150/5, полученные при разной форме кривых тока и напряжения и при измерении их действующих значений. Верхняя характеристика соответствует току намагничивания, близкому к синусоиде и несинусоидальному

напряжению, а нижняя - синусоидальному напряжению и несинусоидальному току намагничивания. При применении схемы с потенциометром форма кривой напряжения искажается меньше, чем при регулировании тока реостатом, и вольт-амперная характеристика располагается несколько ниже.

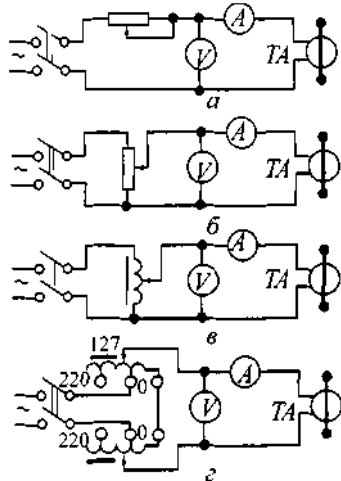


Рис. 12. Схемы проверки вольт- амперных характеристик: а — с реостатом; б — с потенциометром; в — с автотрансформатором; г — с двумя автотрансформаторами ЛАТР-2

Вольт-амперную характеристику следует снимать при синусоидальном напряжении. Однако, как показал опыт, получить синусоидальное напряжение от обычно применяемых схем с автотрансформаторами во многих случаях не удастся, и при снятии вольт-амперной характеристики в области насыщения синусоида напряжения U_2 заметно искажается. При этом изменяется и форма кривой тока намагничивания, которая начинает приближаться к синусоиде. В результате этих изменений формы кривой напряжения U_2 и $I_{нам}$ вольт-амперная характеристика оказывается завышенной.

Влияние формы кривой напряжения U_2 и тока $I_{нам}$ на результаты проверки вольт-амперной характеристики полностью исключается, если применять для измерения напряжения вольтметр, реагирующий на среднее значение напряжения, а для измерения тока - амперметр, реагирующий на амплитудное значение тока. При этом для построения вольт-амперной характеристики следует использовать соответствующие показаниям этих приборов действующие значения синусоидального тока и напряжения.

Однако полученная при таком способе определения U_2 и $I_{нам}$ вольт-амперная характеристика располагается несколько ниже характеристики, снятой при синусоидальном напряжении и измерении действующих значений тока и напряжения. Поэтому ее рекомендуется использовать только для оценки исправности трансформатора тока при плановых проверках. Для сопоставления вольт-амперной характеристики с типовой характеристикой намагничивания при новом включении, а также для ее использования при расчете погрешностей следовало бы снимать вольт-

амперную характеристику, соответствующую получаемой при синусоидальном напряжении U_2 и измерении $I_{нам}$ и U_2 приборами, реагирующими на действующие значения тока и напряжения.

Такая вольт-амперная характеристика может быть снята вольтметром, реагирующим на среднее значение напряжения, и амперметром, фиксирующим действующее значение тока. При этом допускается некоторое искажение формы кривой напряжения, поскольку оно не влияет заметно на результаты проверки. Однако все же необходимо применять испытательную схему, обеспечивающую максимально возможное приближение формы кривой напряжения к синусоиде.

При плановых проверках следует снимать вольт-амперную характеристику со стороны вторичной обмотки, пользуясь вольтметром, реагирующим на U_{cp} , и амплитудным амперметром. Эта характеристика должна сопоставляться с аналогичной, снятой при новом включении.

При новом включении применяется испытательная схема с автотрансформатором (рис. 12, в или г) как обеспечивающая наименьшее искажение синусоиды напряжения. Схемы с реостатом и потенциометром (рис. 12, а и б) применять не рекомендуется.

При сборке испытательной схемы для проверки вольт-амперной характеристики следует всегда включать вольтметр так, чтобы его ток не измерялся вместе с током $I_{нам}$. Это особенно важно при снятии начальной части характеристики намагничивания до значений тока 0,2-0,3 А. Для этого вольтметр нужно включать, как показано на схемах рис. 12.

При новом включении вольт-амперную характеристику следует снимать при рабочем коэффициенте трансформации до значения тока $I_{нам}$, равного

$$I_{нам} = 0,1K_{10}I_{2ном}$$

где K_{10} - предельная кратность при фактической вторичной нагрузке трансформатора тока (может быть найдена по кривой предельных кратностей).

При этом во всех случаях желательно охватывать хотя бы частично область насыщения, где характеристика более пологая и поэтому меньше сказываются погрешности в измерениях напряжения.

В ряде случаев при $I_{2ном} = 1$ А снять характеристику до указанного значения $I_{нам}$ не представляется возможным, так как предельная кратность K_{10} обычно соответствует начальной части области насыщения, где напряжение может оказаться очень высоким. Так, на рис. 13 показаны характеристики намагничивания трансформаторов тока типов ТФНД и ТФНК, у которых область насыщения начинается при $E_2 = 1-1,5$ кВ, а на рис. 14, а и б-встроенных трансформаторов тока 35-500 кВ, у которых E_2 в начале области насыщения на ответвлениях с наибольшим K , составляет 7-22 кВ, а на от-

ветвлениях с минимальным K_I - 1,2-11 кВ. Подавать такие напряжения на вторичные обмотки трансформаторов тока недопустимо.

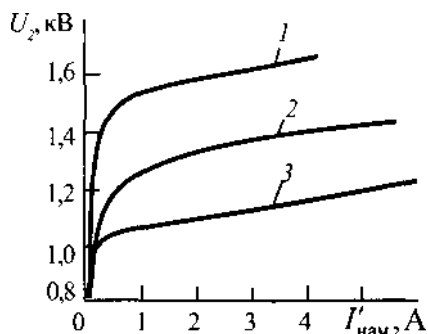


Рис. 13. Характеристики намагничивания многовитковых трансформаторов тока с наиболее высокими значениями E_2 :

1 - ТФНД-200, 300-600-1200/1;

2 - ТФНК-400, кл. 1;

3 - ТФНК-500, кл. 0,5

При проверке вольт-амперных характеристик напряжение на вторичной обмотке не должно превышать 1 кВ.

Для встроенных и других трансформаторов тока, имеющих ответвления во вторичной обмотке, наибольшее допустимое напряжение $U_{2\text{раб max}}$ для рабочего ответвления определяется по выражению:

$$U_{2\text{раб max}} = 1000K_{I\text{раб}} / K_{I\text{max}}$$

Так, при проверке встроенного трансформатора тока с $K_I = 500-1000-1500-2000/1$ на рабочем ответвлении 500/1 напряжение нельзя повышать более

$$U_{2\text{раб max}} = 1000(500/1) / (2000/1) = 250 \text{ В.}$$

При проверке трансформаторов тока с высокими значениями E_2 может быть получена лишь начальная часть вольт-амперной характеристики. Однако этого достаточно для оценки исправности трансформатора тока (см. рис. 10, б). При проверке таких трансформаторов тока следует пользоваться повышающим автотрансформатором. При измерении U_2 вольтметром, реагирующим на среднее значение напряжения, вполне приемлемые пределы регулирования напряжения (до 430-450 В) обеспечиваются при проверке по схеме рис. 12, г. По этой схеме напряжение источника питания 220 В подается на зажимы автотрансформаторов 127 В, а при 380 В - на зажимы 220 В.

Проверка вольт-амперных характеристик каскадных трансформаторов тока, состоящих из двух ступеней (рис. 15) с номинальным вторичным током 1 А и высокими характеристиками намагничивания нижней (второй) ступени, имеет дополнительные особенности.

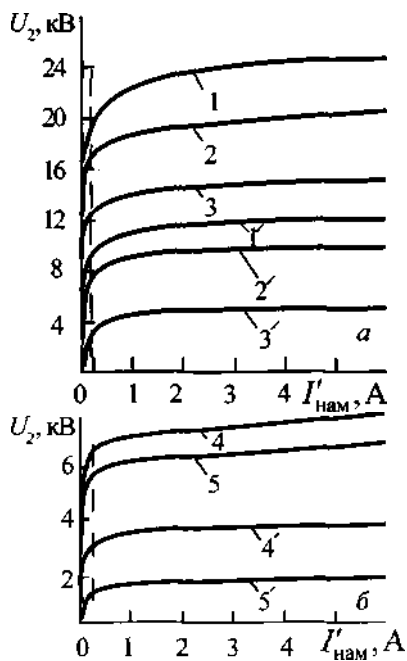


Рис. 14. Характеристики намагничивания встроенных трансформаторов тока ТВД-500, 2000/1(1) и 1000/1(1'); ТДУ-500/2000/1(2) и 1000/1(2'); ТВД-35,3000/1(3) и 1000/1(3'); ТДУ-110,2000/1(4) и 1000/1(4'); ТДУ-220,2000/1(5) и 500/1(5') с наиболее высокими значениями E_2 при максимальных и минимальных n : а-500 и 35 кВ; б- 110 и 220 кВ т

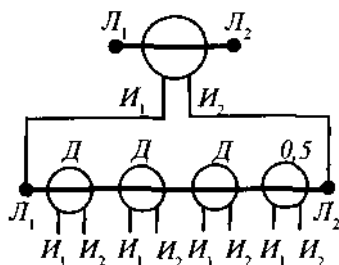


Рис. 15. Схема двухступенчатого трансформатора тока ТФНКД-500

При новом включении вольт- амперные характеристики таких трансформаторов тока (например, ТФНК-400, ТФНК-500) должны проверяться отдельно для каждой ступени, для чего вторичную обмотку верхней и первичную обмотку нижней ступеней необходимо разъединить. При плановых проверках вольт-амперные характеристики можно проверять только для трансформаторов тока нижней ступени без отсоединения верхней. При этом, когда проверяется вольт-амперная характеристика любого из трансформаторов тока нижней ступени, вторичные обмотки остальных трех трансформаторов тока той же нижней ступени должны быть замкнуты на свою нагрузку.

При исправном трансформаторе тока верхней ступени его ток намагничивания не превышает 2-3 % тока намагничивания любого трансформатора тока нижней ступени, поэтому он почти не влияет на вольт-амперные характеристики трансформаторов тока нижней ступени. В то же время возникновение неисправности у трансформатора тока верхней ступени

может быть замечено при плановой проверке по изменению вольт-амперных характеристик сразу у всех трансформаторов тока нижней ступени.

На рис. 16, а показано изменение вольт-амперной характеристики трансформаторов тока нижней ступени при закороченном одном витке трансформатора тока верхней ступени. Такое изменение будет обнаружено лишь при достаточной точности измерений. Поэтому при плановых проверках вольт-амперных характеристик каскадных трансформаторов тока рекомендуется измерять ток намагничивания амперметром, реагирующим на амплитудное значение тока, при обязательном измерении напряжения вольтметром, реагирующим на среднее значение напряжения. Если при проверке будет замечено хотя бы незначительное снижение характеристики против снятой при новом включении, то следует отдельно проверить вольт—амперную характеристику трансформатора тока верхней ступени. На рис. 16, б видно, что закорачивание одного витка трансформатора тока верхней ступени легко обнаруживается при непосредственной проверке его вольт-амперной характеристики.

Необходимо отметить, что для подавляющего большинства трансформаторов тока обеспечивается возможность проверки вольт-амперной характеристики даже в области глубокого насыщения, так как при этом не требуются напряжение выше 250-400 В и ток более 10-20 А. Такие напряжения и токи могут быть получены при использовании схем рис. 12, в или г с применением автотрансформаторов ЛАТР-2.

Проверять вольт-амперные характеристики допускается с панелей защиты, если падение напряжения в сопротивлении жил кабелей не внесет заметной погрешности (более 1 %) в измерение напряжения U_2 . Как правило, такие проверки возможны при номинальном вторичном токе 1 А. При проверке вольт-амперных характеристик трансформаторы тока должны быть полностью отсоединены от устройств защиты и автоматики и заземлены.

Определение номинального сопротивления насыщения $Z_{нас}$ должно проводиться при новом включении для тех трансформаторов тока, при расчете которых необходим этот параметр. При наличии нескольких трансформаторов тока одного и того же исполнения, имеющих малоразличающиеся вольт-амперные характеристики, достаточно определить $Z_{нас}$ для такого же трансформатора тока с аналогичной вольт-амперной характеристикой.

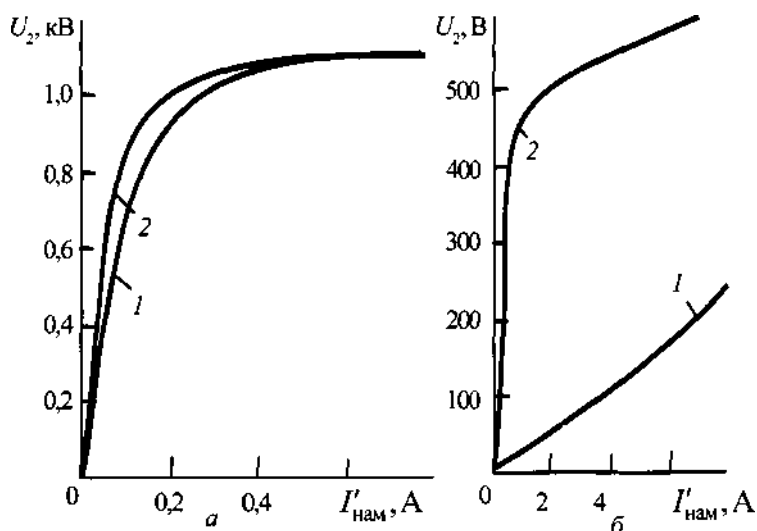


Рис. 16. Изменение вольт-амперных характеристик трансформатора тока ТФНК-400: а - нижней ступени класса Д; б - верхней ступени; 1 - трансформатор с замыканием одного витка вторичной обмотки первой ступени; 2 - исправный трансформатор

Снятая характеристика сопоставляется с характеристиками исправных трансформаторов тока, однотипных с проверяемым. Отличия не должны превышать 10 %.

25. ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТА ТРАНСФОРМАЦИИ

Проверка коэффициента трансформации устанавливает его соответствие номинальному значению. Эта проверка обязательна для всех трансформаторов тока. Особенно она важна для трансформаторов тока, имеющих приспособления для изменения коэффициента трансформации - отвлечения от вторичной обмотки, секционирование первичной обмотки и т. п.

В зависимости от назначения трансформаторов тока коэффициент трансформации может проверяться первичным током от нагрузочного устройства или первичным током нагрузки. Для экономии времени эту проверку рекомендуется совмещать с проверками схемы вторичных соединений, действия защиты на выключатель первичным током от нагрузочного устройства или с проверкой защиты первичным током нагрузки. Основная принципиальная схема проверки первичным током от нагрузочного устройства приведена на рис. 17.

Нагрузочное устройство может быть любого типа и конструкции. Класс точности измерительных приборов может быть любым - от 0,5 до 2,5. Плавная регулировка первичного тока не обязательна.

Значение первичного тока устанавливается достаточным для удобного и точного отсчета показаний измерительных приборов. Для обычных измерительных приборов с рабочей частью шкалы в пределах 20-100 % всей шкалы значение вторичного тока должно быть не менее 25 % номинального тока проверяемого трансформатора тока.

Соотношение измеренных значений первичного I_1 и вторичного I_2 токов дает величину коэффициент трансформации

$$K_1 = I_1 / I_2.$$

По этой схеме рекомендуется проверять трансформаторы тока с приспособлениями для изменения коэффициента трансформации, например встроенные в выключатели, и трансформаторы тока ТФН.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока, встроенных в силовые трансформаторы, невозможно проверить первичным током от нагрузочного устройства. В таких случаях рекомендуется проверка методом короткого замыкания. На выводах одной из обмоток силового трансформатора устанавливается трехфазная коротка, в три фазы другой обмотки через амперметры подается одновременно или по очереди напряжение 220 или 380 В от трансформатора собственных нужд. Таким образом создается первичный ток трансформаторов тока, другим прибором измеряется значение вторичного тока. По измеренным величинам определяется коэффициент трансформации.

Предварительно по паспортным данным определяются сопротивления обмоток силового трансформатора. Выбираются закорачиваемая обмотка и обмотка, в которую подается напряжение так, чтобы получить максимальный первичный ток. Для увеличения тока следует установить переключатели регулировки напряжения трансформатора в положения, соответствующие минимальному напряжению. Возможно и одновременное замыкание накоротко двух обмоток трехобмоточного трансформатора.

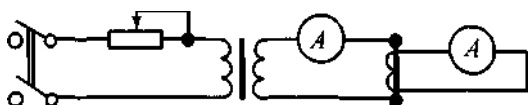


Рис. 17. Схема проверки коэффициента трансформации

В зависимости от схемы соединений трансформатора и мест установки встроенных трансформаторов тока напряжение от собственных нужд подается одно- или трехфазное, на нулевую фазу или на три фазы трансформатора.

Одновременно с проверкой коэффициента трансформации трансформаторов тока можно снять и векторные диаграммы и проверить защиты трансформатора, например, дифференциальную, или правильность сборки вторичных цепей. При таких испытаниях необходимо принять специальные меры по обеспечению безопасности работ, поскольку при случайном размыкании закороченной обмотки на ее выводах, а также на выводах третьей обмотки трехобмоточного трансформатора может появиться высокое напряжение, опасное для жизни.

Если этот способ применить нельзя, то лучшим способом проверки коэффициента трансформации является проверка первичным током нагрузки, при которой первичный ток следует определять по показаниям приборов, включенных на другие трансформаторы тока, например, питающей линии, со стороны низшего напряжения этого же силового трансформатора с учетом его действительного коэффициента трансформации и схемы соединений. В крайнем случае допускается сравнивать показания приборов, включаемых на все встроенные в силовой трансформатор трансформаторы тока (обычно они устанавливаются по два на каждую фазу трансформатора). Если приборы включаются на разные трансформаторы тока поочередно, то необходимо обеспечить постоянную нагрузку.

Если проверяемые трансформаторы тока питают защиту, которая подлежит проверке первичным током нагрузки (дифференциальную, направленную, дистанционную, фильтровую и т. п.) со снятием векторных диаграмм, то одновременно с проверкой защиты проверяется и коэффициент трансформации трансформаторов тока. Так же проверяется коэффициент трансформации трансформаторов тока, питающих защиту, проверяемую на отключение выключателя подачей первичного тока (защиты с реле, встроенными в привод выключателя, максимальные токовые защиты и т. п.).

Проверка коэффициента трансформации от нагрузочного устройства обязательна для трансформаторов тока при отсутствии заводских паспортов, без обозначения ответвлений или секций обмоток и т. п.

Для экономии времени и уменьшения возможности ошибок при измерении вторичного и первичного токов рекомендуется применение приборов ВАФ-85 и подобных ему с измерительными клещами. Обязательно применение таких приборов для измерения вторичного тока при проверке действия защиты на отключение выключателя первичным током. Пользоваться щитовыми измерительными приборами, установленными на панелях управления, в КРУ и КРУН и т. п., можно только при полной уверенности в правильности показаний всех приборов.

26. ПОГРЕШНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И ВЛИЯНИЕ НАГРУЗКИ

Погрешность трансформаторов тока, питающих релейную защиту, не должна превосходить 10 % по коэффициенту трансформации и 7° по углу в пределах расчетных значений токов КЗ для каждой защиты.

Выполнение этих требований имеет важное значение для всех защит, но более существенным оно является для быстродействующих дифференциальных, дистанционных и направленных защит, которые могут действовать неправильно, особенно в первые моменты КЗ, из-за большой погрешности как по току, так и по углу.

Точность работы трансформатора тока зависит от того, какая доля первичного тока затрачивается на намагничивание стали, т.е. протекает в ветви намагничивания.

Поясним влияние нагрузки трансформатора тока на его погрешность. Ток намагничивания увеличивается с увеличением E_2 , значение которой, в свою очередь, зависит от нагрузки вторичной обмотки Z_H , так как

$$E_2 = I_2(Z_2 + Z_H)$$

Зависимость E_2 от $I_{\text{нам}}$ определяется характеристикой намагничивания (рис. 18), из которой видно, что в прямолинейной ее части небольшому увеличению ЭДС на $\Delta E_2'$ соответствует также небольшое увеличение тока намагничивания на $\Delta I_{\text{нам}}'$.

В области же насыщения стали сердечника трансформатора тока такому же увеличению ЭДС на $\Delta E_2'' = \Delta E_2'$ соответствует резкое возрастание тока намагничивания на величину $\Delta I_{\text{нам}}''$. При этом увеличиваются и погрешности трансформатора тока.

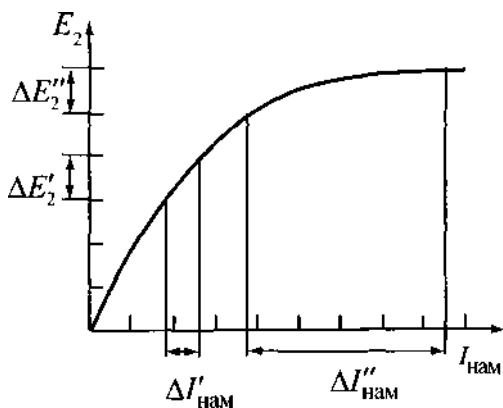


Рис. 18. Характеристика намагничивания трансформатора тока (штрихи обозначают участки кривой)

Таким образом, погрешности трансформатора тока возрастают с увеличением нагрузки его вторичной обмотки.

Следовательно, задача проверки пригодности трансформаторов тока сводится к оценке допустимости с точки зрения погрешностей нагрузки их вторичной обмотки при известном значении первичного тока или же к определению сечения соединительных кабелей вторичных цепей, при котором погрешность трансформаторов тока не превышает допустимого значения при заданном первичном токе.

Определение нагрузки на трансформатор тока является составной частью расчетной проверки трансформатора. Нагрузка трансформатора тока складывается из следующих элементов: сопротивления проводов и кабелей, связывающих реле и приборы с трансформаторами тока; сопротивления реле и приборов, включенных в цепь трансформатора тока; переходного сопротивления в контактных соединениях; внутреннего сопротивления - сопротивления вторичной обмотки трансформатора тока.

Внешняя нагрузка на трансформатор тока может быть определена или непосредственным измерением с пересчетом, учитывающим схему соединения трансформаторов тока, или расчетом с использованием данных каталогов на релейную и измерительную аппаратуру и данных кабельных журналов.

При расчете внешней нагрузки трансформатора тока для упрощения принимается, что все полные сопротивления имеют одинаковые углы, т. е. могут складываться арифметически. Указанное допущение приемлемо, поскольку вносимая этим ошибка обычно невелика и идет в сторону дополнительного запаса.

При значительной расчетной нагрузке, когда необходимо применение трансформатора другого типа или кабеля большего сечения, целесообразно учесть различие углов полных сопротивлений. (Полные сопротивления складываются геометрически.)

При расчетном определении внешней нагрузки сопротивления отдельных ее элементов рассматриваемых участков проводов или кабелей, Ом на фазу, определяют по формуле:

$$R_{np} = l / \gamma s ,$$

где l - длина провода или кабеля, м;

γ — удельная проводимость, м/(Ом·мм²);

s - сечение провода или жилы кабеля, мм².

Сопротивление реле и приборов, Ом, определяется из каталога на соответствующую аппаратуру непосредственно или пересчетом по имеющимся в каталоге данным о потребляемой мощности и токе по формуле

$$Z_p = S / I^2 ,$$

где S - мощность, В·А, потребляемая реле или прибором при токе I , А.

Переходное сопротивление в контактах R_{np} принимается равным 0,05-0,1 Ом.

Нагрузка трансформаторов тока в схеме зависит не только от сопротивлений отдельных участков их вторичной цепи, но и от схемы соединения трансформаторов тока и вида КЗ. Нагрузка трансформаторов тока подсчитывается для фазы, наиболее загруженной в расчетных условиях, по формуле

$$Z_H = U_{Т.Т} / I_2,$$

где $U_{Т.Т}$ - напряжение на выводах вторичной обмотки трансформатора тока при токе в его вторичной обмотке I_2 .

Выражения для определения внешней нагрузки трансформаторов тока, выведенные в соответствии с этой формулой для разных наиболее часто встречающихся в эксплуатации схем соединения трансформаторов тока и разных видов КЗ, представлены в табл. 1.

Таблица 1

Расчетные формулы для определения вторичной нагрузки трансформаторов тока

Схема соединения трансформаторов тока и нагрузки	Вид КЗ	Внешняя нагрузка на выводах вторичной обмотки трансформаторов тока
1. Звезда	Трех- и двухфазное	$Z_H = R_{np} + Z_{p.\phi} + R_{nep}$
	Однофазное	$Z_H = 2R_{np} + Z_{p.\phi} + Z_{p0} + R_{nep}$
2. Треугольник	Трех- и двухфазное	$Z_H = 3R_{np} + 3Z_{p.\phi} + R_{nep}$
	Однофазное	$Z_H = 2R_{np} + 2Z_{p.\phi} + R_{nep}$
3. Неполная звезда	Трехфазное	$Z_H = \sqrt{3}R_{np} + Z_{p.\phi} + R_{nep}$
	Двух- (AB или BC) и однофазное	$Z_H = 2R_{np} + Z_{p.\phi} + R_{nep}$
	Двухфазное* за трансформатором λ / Δ	$Z_{HA} = 3R_{np} + Z_{p.\phi} + R_{nep}$
4. На разность токов	Трехфазное	$Z_H = \sqrt{3}(2R_{np} + Z_{p.\phi}) + R_{nep}$
	Двухфазное AC	$Z_H = 4R_{np} + 2Z_{p.\phi} + R_{nep}$
	Одно- и двухфазное AB и BC	$Z_H = 2R_{np} + 2Z_{p.\phi} + R_{nep}$
	Двухфазное** за трансформатором λ / Δ	$Z_{HA} = 3R_{np} + 1,5Z_{p.\phi} + R_{nep}$ $Z_{HC} = 6R_{np} + 3Z_{p.\phi} + R_{nep}$

5. Последовательная	Любой	$Z_n = 0,5Z_{н.0}$
6. Параллельная	Любой	$Z_n = 2Z_{н.0}$
7. Дифференциальная Z	Трехфазное***	$Z_{н\lambda} = R_{1np} + R_{nep}$ $Z_{н\Delta} = 3R_{np} + R_{nep}$
8,9. Учет промежуточных автотрансформаторов тока при подсчете нагрузки в дифференциальной схеме	Трехфазное***	Схема 8 $Z_n = R_{np} + Z_{am} + \frac{R'_{np}}{n_{am}^2} + R_{nep}$ Схема 9 $Z_n = 3 \left(R_{np} + Z_{am} + \frac{R'_{np}}{n_{am}^2} \right) + R_{nep}$

* Токи в фазах А и С равны и совпадают по фазе.

** Ток в фазе А равен двойному току фазы С и противоположен по фазе.

*** Трансформаторы тока дифференциальной защиты проверяются в условиях сквозного КЗ.

Примечание. В таблице приняты следующие обозначения:

Z_n - внешняя нагрузка, приведенная к выводам вторичной обмотки трансформатора тока;

Z_{am} - сопротивление автотрансформатора;

R_{np}, R_{1np}, R'_{np} - сопротивления проводов и кабелей $\left(R_{1np} = \frac{R'_{np}}{n_{am}^2} \right)$;

$Z_{p.\phi}$ - сопротивление реле и приборов, включенных в фазный провод токовых цепей;

Z_{p0} - сопротивление реле и приборов, включенных в нулевой провод токовых цепей;

R_{nep} - переходное сопротивление контактов;

$Z_{н.0}$ - нагрузка, определенная по соответствующим

выражениям;

$Z_{нA}, Z_{нC}$ - нагрузка трансформаторов тока фаз А и С;

$Z_{н\lambda}, Z_{н\Delta}$ - нагрузка на трансформаторы тока дифференциальной схемы со стороны звезды и со стороны треугольника трансформаторов тока;

$n_{am} = \frac{I_2}{I'_2}$ - коэффициент трансформации автотрансформатора.

Учитывая неопределенное значение переходных сопротивлений контактов R_{nep} , при выводе выражений нагрузки, приведенных в табл. 1, ее прибавляют к окончательному выражению.

Определение сопротивления нагрузки может быть рассмотрено на примере трансформаторов тока, соединенных в треугольник, при трехфазном КЗ (см. табл.1, схема 2).

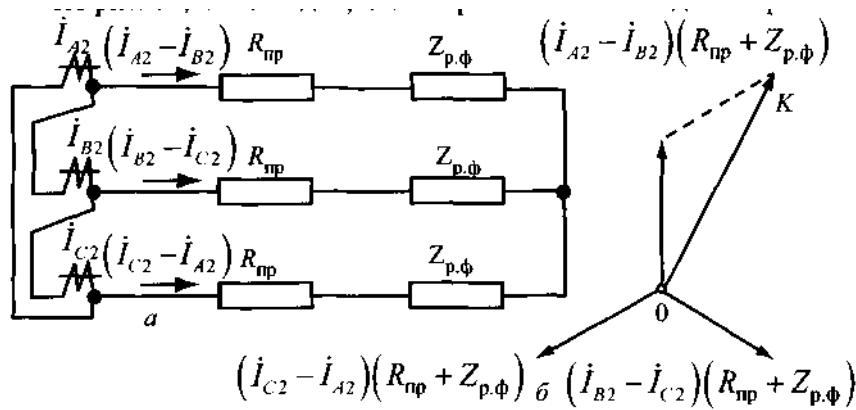


Рис. 19. Определение нагрузки на вторичную обмотку трансформаторов тока, соединенных в треугольник: а - схема соединения; б - векторная диаграмма напряжений

Из рис. 19. а и б видно, что напряжение на выводах вторичной обмотки трансформатора тока фазы А складывается из падения напряжения в сопротивлениях нагрузки фазы А от тока $(i_{A2} - i_{B2})$ и падения напряжения в сопротивлениях нагрузки фазы С от тока $(i_{C2} - i_{A2})$

Токи $(i_{A2} - i_{B2})$ и $(i_{C2} - i_{A2})$ равны и сдвинуты друг относительно друга на 120° . В таких же фазных соотношениях будут находиться и падения напряжения от этих токов в фазных сопротивлениях, как это показано на рис. 19, б.

Учитывать фазовый сдвиг падений напряжения целесообразно во всех случаях, так как это дает значительно больший эффект, чем учитывать различия в углах полных сопротивлений.

В соответствии с принятым положительным направлением токов напряжение на выводах вторичной обмотки трансформатора тока будет выражаться вектором ОК, который в $\sqrt{3}$ раз больше вектора падения напряжения в фазных сопротивлениях $(R_{np} + Z_{p.ф})$. Используя предыдущую формулу, имеем для фазы А

$$Z_a = U_{m.m.a} / I_{A2} = [|i_{A2} - i_{B2}| |R_{np} + Z_{p.ф}| - |i_{C2} - i_{A2}| (R_{np} + Z_{p.ф})] / I_{A2}$$

Переходя к количественным соотношениям и учитывая указанный выше вектор ОК, а также то, что по абсолютному значению

$$\text{получим } |i_{A2} - i_{B2}| = |i_{C2} - i_{A2}| = \sqrt{3} I_{A2}$$

$$Z_a = \frac{\sqrt{3} |i_{A2} - i_{B2}| (R_{np} + Z_{p.ф})}{I_{A2}} = \frac{\sqrt{3} \sqrt{3} I_{A2} (R_{np} + Z_{p.ф})}{I_{A2}}$$

Произведя сокращения и прибавив R_{nep} , окончательно получим

$$Z_a = 3R_{np} + 3Z_{p.ф} + R_{nep}$$

Нагрузка трансформаторов тока других фаз определяется этой же формулой. Вывод выражений для определения нагрузки на трансформаторы тока в других случаях аналогичен.

3.2 Последовательность проверки трансформаторов тока

Пригодность трансформаторов тока для релейной защиты проверяется по кривым 10%-ной погрешности. В условиях эксплуатации рекомендуется проводить проверку излагаемым ниже методом, пользуясь действительными характеристиками намагничивания.

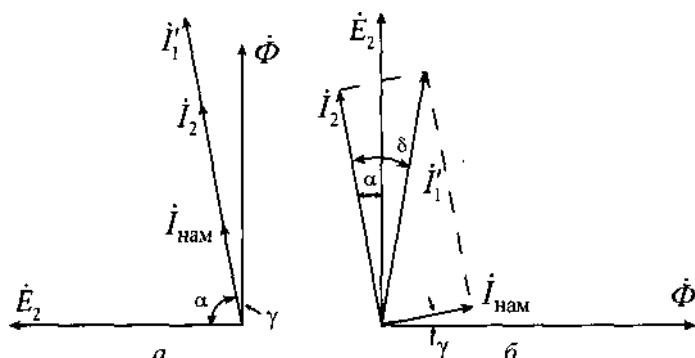


Рис. 20. Векторные диаграммы трансформатора тока для случаев $\alpha + \gamma = 90^\circ$ (а), $\alpha = \gamma$ (б)

Для упрощения расчета принято, что первичный ток I_1' , вторичный ток I_2 и ток намагничивания $I_{нам}$ совпадают по фазе (рис. 20, а). В этих условиях погрешность в коэффициенте трансформации получается максимальной, а угловая погрешность отсутствует ($\delta = 0$). Если абсолютное значение сопротивления $(Z_2 + Z_n)$ останется неизменным, а угловые соотношения изменятся так, как это показано на рис. 20, б, то при неизменных значениях I_2 и $I_{нам}$ погрешность коэффициента трансформации сильно снизится, однако угловая погрешность при этом получится максимальной, достигая значения, несколько большего 6° . Из этого следует, что, проводя проверку при $\alpha + \gamma = 90^\circ$, можно быть уверенным в том, что трансформаторы тока будут работать с допустимыми погрешностями при любом угле полного сопротивления нагрузки.

Трансформаторы тока имеют погрешность меньше 10 %, если

$$Z_n < Z_{н.доп}$$

где $Z_{н.доп}$ - внешняя нагрузка трансформатора тока, при которой погрешность его коэффициента трансформации равна 10 % (т.е. допустима); Z_n - действительная внешняя нагрузка трансформатора тока, определенная по табл. 1.

Проверка трансформаторов тока на 10%-ную погрешность ведется в следующей последовательности:

- 1) определяется действительная нагрузка на трансформаторы тока;

2) строится характеристика намагничивания $U_2 = f(I_{нам})$, снятая для той фазы трансформаторов тока, в которой эта характеристика проходит наиболее низко;

3) определяется расчетный ток $I_{1расч}$ повреждения для того типа защиты, который включен на проверяемые трансформаторы тока;

4) вычисляется расчетный ток повреждения, приведенный ко вторичной обмотке трансформатора тока:

$$I_{2расч} = I_{1расч} / K_I$$

где K_I - номинальный коэффициент трансформации трансформатора тока.

В зависимости от условий, в которых работают те или иные защиты, и требований к разным типам защиты расчетного тока повреждения устанавливаются различными. Поскольку с увеличением первичного тока погрешность трансформатора тока увеличивается, за расчетный ток повреждения принимается максимальное значение тока КЗ при повреждении в этих точках сети, где увеличенная погрешность может привести к неправильному действию защиты.

Исходя из этого, принимаются следующие значения расчетного тока повреждения для разных видов защиты:

а) для максимальной токовой -

$$I_{1расч} = I_p K_I / k_{cx}$$

где I_p - ток срабатывания (для токовых реле мгновенного действия), ток в начале независимой части характеристики (для токовых реле с зависимой характеристикой);

k_{cx} - коэффициент, учитывающий схему соединения трансформаторов тока (при соединении в звезду $k_{cx} = 1$, при соединении в треугольник или на разность токов двух фаз $k_{cx} = \sqrt{3}$);

б) для направленных токовых и дистанционных - максимальное значение тока в месте установки защиты, так как нужно проверить угловую погрешность при максимальном значении тока через трансформаторы тока;

в) для дифференциальных - максимальное значение тока сквозного КЗ. Большая погрешность при КЗ в зоне защиты уже не может иметь существенного значения;

г) для дистанционных - максимальный ток КЗ либо в конце первой зоны защиты, если защита не блокируется при замыканиях на землю, либо в месте установки защиты, если она блокируется при замыканиях на землю;

5) определяется ток намагничивания, соответствующий 10 %-ной погрешности:

$$I_{нам} = 0,1kI_{2расч},$$

где k - коэффициент, учитывающий неточности расчета токов КЗ, неточности в снятии характеристик намагничивания, влияние апериодической составляющей токов КЗ и т.п.

Принимаются разные значения коэффициента k : тем большие, чем меньше время действия защиты - в зависимости от вида защиты:

а) для ненаправленной максимальной токовой:

$$k = 1,2 \div 1,3$$

б) для ненаправленной дистанционной:

$$k = 1,2 \div 1,3 \text{ при } t > 0,5c,$$

$$k = 1,4 \div 1,5 \text{ при } t \leq 0,5c;$$

в) для дифференциальных

без быстронасыщающихся трансформаторов: $k = 1,8 \div 2$ при $t \leq 0,5c$;

с быстронасыщающимися трансформаторами: $k = 1,4 \div 1,5$;

г) при направленных защитах всех типов:

$$k = 1,2 \div 1,3 \text{ при } t > 0,5c,$$

$$k = 1,8 \div 2,0 \text{ при } t \leq 0,5c;$$

б) устанавливается напряжение U_2 по определенному току намагничивания $I_{нам}$ и характеристике $U_2 = f(I_{нам})$;

7) с учетом падения напряжения в сопротивлении Z_2 от тока $I_{нам} = 0,1kI_{2расч}$ определяется допустимая внешняя нагрузка трансформатора тока, при которой погрешность его не будет превышать 10 % по току и 7° по углу:

$$Z_{дон} = (U_2 - kI_{2расч}Z_2) / (0,9kI_{2расч}).$$

Трансформаторы тока имеют допустимую погрешность, если выполняется условие $Z_n < Z_{н.дон}$ доп.

Для определения сопротивления соединительных проводов, при котором удовлетворяются требования 10%-ной погрешности трансформаторов тока, расчет производится в указанной выше последовательности.

По найденному значению $Z_{н.дон}$ и соответствующему выражению табл. 1 определяется сопротивление соединительных проводов $R_{пр}$, а по нему находится их сечение.

Проверка трансформаторов тока по 10%-ной погрешности должна проводиться для того вида КЗ, при котором погрешность получается большей. При этом следует иметь в виду, что даже при меньшем значении тока однофазного КЗ погрешность может получиться большей, чем при других видах КЗ, из-за большего сопротивления нагрузки (см. табл. 1). Если при проверке окажется, что трансформаторы тока имеют погрешность больше 10 %, то должны быть приняты меры, облегчающие условия работы трансформатора тока.

Наиболее распространенные способы облегчения условий работы трансформаторов тока: увеличение сечения соединительных кабелей; использование сердечника трансформатора тока с более высокой

характеристикой намагничивания; последовательное соединение обмоток двух трансформаторов тока с одинаковыми коэффициентами трансформации; переход на другие трансформаторы тока (с большим коэффициентом трансформации или более высокой характеристикой намагничивания); изменение схемы соединения трансформаторов тока, если это возможно по условиям работы защиты (переход от схемы соединения на разность токов к схеме, использующей фазные токи); перераспределение нагрузки между сердечниками трансформаторов тока.

Для каскадных трансформаторов тока типа ТФНК-400 расчетная проверка производится только для сердечников нижней ступени. Погрешности верхней ступени могут не учитываться, так как, если все четыре трансформатора тока нижней ступени будут работать с 10%-ной погрешностью, погрешность трансформаторов тока верхней ступени до кратности $I_k / I_{ном} = 40$ не превышает 1 %. Даже в случае, если вторичная обмотка одного из трансформаторов тока нижней ступени разомкнута, а три остальных трансформатора тока несут номинальную нагрузку, трансформатор тока верхней ступени работает с погрешностью не выше 1 % до кратности

$$I_k / I_{ном} = 25.$$

В ряде случаев, когда трансформаторы тока имеют погрешность более 10 %, они все же могут быть использованы в схемах релейной защиты (например, для питания токовых отсечек) при надлежащем учете получающейся погрешности.

Возможность использования таких трансформаторов тока определяется прежде всего тем, можно ли при известном первичном токе получить от них вторичный ток, достаточный для надежного действия защиты.

Проверка проводится при условии, что углы $\alpha + \gamma = 90^\circ$, т. е. при совпадении по фазе первичного тока, вторичного тока и тока намагничивания.

При проверке возможности использования трансформаторов тока в указанном случае в следующей последовательности определяются:

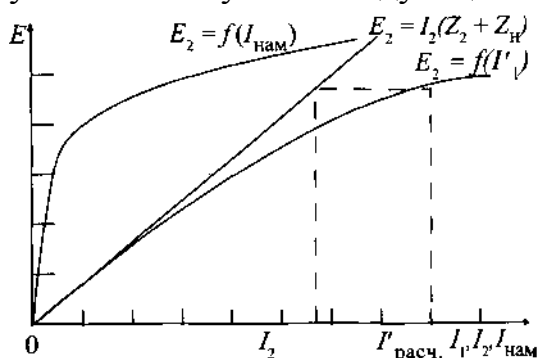


Рис. 21. Графическое определение вторичного тока по известному первичному току при погрешности трансформатора тока, превышающей 10 %

1) внешняя нагрузка на трансформатор тока и сопротивление его вторичной обмотки;

2) на основании расчетов ток КЗ, приведенный ко вторичной стороне, для условий, при которых проводится проверка:

$$I'_{расч} = I_{1расч} / K_I$$

3) графическим построением вторичный ток трансформатора тока I_2 , соответствующий первичному току (рис. 21).

Для этого строятся:

характеристика

$$E_2 = f(I_{нам});$$

прямая (на том же чертеже)

$$E_2 = (Z_n + Z_2)I_2$$

кривая зависимости ЭДС трансформатора тока E_2 от тока в первичной обмотке, приведенного ко вторичной стороне $E_2 = f(I'_1)$, как сумма абсцисс кривых $E_2 = f(I_{нам})$ и $E_2 = (Z_n + Z_2)I_2$ при одних и тех же ординатах.

По характеристике $E_2 = f(I'_1)$ и найденному значению тока $I'_{расч}$ определяется соответствующий этому режиму вторичный ток I_2 ,

4) коэффициент надежности действия защиты при полученном вторичном токе:

$$k_n = I'_2 / I_{ср},$$

где $I_{ср}$ - вторичный ток срабатывания защиты.

Коэффициент k_n должен быть не менее 1,5.

27. РАСЧЕТ ТОКОВ НЕБАЛАНСА В СХЕМАХ СОЕДИНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Дифференциальная схема. В идеальной схеме дифференциальной защиты токи небаланса отсутствуют. Для этого необходимо, чтобы трансформаторы тока, используемые в схемах дифференциальных защит, не только удовлетворяли бы основным требованиям, предъявляемым к трансформаторам тока для релейной защиты, но и режим их работы соответствовал бы прямолинейному участку характеристики намагничивания, а сами характеристики намагничивания трансформаторов тока и сопротивления в плечах дифференциальной схемы в каждой из фаз были бы одинаковыми.

Однако характеристики намагничивания трансформаторов тока одной фазы и сопротивления в плечах дифференциальной схемы, особенно у дифференциальных защит трансформаторов, одинаковыми не бывают. Это определяет наличие токов небаланса в дифференциальных схемах. Обычно ток небаланса при выборе уставок дифференциальной защиты определяется, исходя из 10%-ной погрешности. Однако чувствительность дифференциальной защиты может при этом оказаться недостаточной. Ниже приводится способ более точного определения тока небаланса для

установившегося режима. При этом чувствительность дифференциальной защиты может быть повышена.

Последовательность расчета следующая.

Устанавливается нагрузка на трансформаторы тока каждого плеча дифференциальной схемы Z_n и сопротивления вторичных обмоток трансформаторов тока Z_2 .

Определяются первичные токи, протекающие по всем сторонам элемента, снабженного дифференциальной защитой, при сквозных КЗ с каждой стороны.

Для трансформаторов тока каждой из сторон дифференциальной схемы строятся характеристики

$$E_2 = f(I_{нам})$$

С каждой стороны дифференциальной схемы характеристики строятся для фазы, имеющей наиболее низкую характеристику.

Для каждой из сторон дифференциальной схемы, задаваясь рядом значений вторичных токов I_2 , определяют ЭДС трансформатора тока для каждого значения тока I_2 :

$$E_2 = I_2(Z_n + Z_2).$$

По характеристикам $E_2 = f(I_{нам})$ для каждого значения ЭДС устанавливается ток намагничивания $I_{нам}$.

Делая допущение о совпадении по фазе вторичного тока и тока намагничивания, для каждого значения ЭДС определяют первичный ток:

$$I_1 = (I_2 + I_{нам})K_I$$

По полученным результатам для трансформаторов тока каждого плеча дифференциальной схемы строятся зависимости

$$I_2 = f(I_1)$$

Зная первичные токи, протекающие по трансформаторам тока соответствующих плеч дифференциальной схемы, в каждом из рассчитываемых режимов по соответствующим характеристикам $I_2 = f(I_1)$ определяют токи во вторичных обмотках трансформатора тока.

С учетом схемы соединения трансформаторов тока и наличия в соответствующем плече автотрансформаторов определяют токи в плечах дифференциальной схемы:

$$I_p^I = I_2^I k_{cx} k_{ам}$$

где I^I - ток в плече дифференциальной схемы;

I_2^I - ток во вторичной обмотке трансформаторов тока соответствующего плеча дифференциальной схемы;

k_{cx} - коэффициент, определяемый схемой соединения трансформаторов тока соответствующего плеча; при соединении трансформаторов тока в треугольник $k_{cx} = \sqrt{3}$; при соединении трансформаторов тока в звезду $k_{cx} = 1$;

k_{am} - коэффициент трансформации автотрансформатора в плече дифференциальной схемы; при отсутствии автотрансформатора в плече дифференциальной схемы $k_{am} = 1$.

Определяется ток небаланса в реле дифференциальной схемы в каждом из рассматриваемых режимов. Например, когда дифференциальная схема имеет четыре плеча, выражение для тока небаланса может иметь следующий вид:

$$I_{нб} = \pm I_p^I \pm I_p^{II} \pm I_p^{III} \pm I_p^{IV}$$

где $\pm I_p^I, \pm I_p^{II}, \pm I_p^{III}, \pm I_p^{IV}$ - токи в плечах дифференциальной схемы перед реле.

Со знаком плюс берутся токи в плечах дифференциальной схемы, которым соответствуют первичные токи, направленные в зону защиты, а со знаком минус - токи в плечах дифференциальной схемы, которым соответствуют первичные токи, направленные из зоны защиты.

Сравнивая полученные токи небаланса с уставкой реле, можно сделать вывод об отстройке защиты от токов небаланса при сквозных КЗ.

В большинстве случаев для оценки тока небаланса в дифференциальной схеме может быть также рекомендован упрощенный способ. Сущность его в том, что за ток небаланса принимается ток намагничивания трансформатора тока одного плеча дифференциальной схемы, в котором ток намагничивания максимален, а в трансформаторах тока других присоединений ток намагничивания принимается равным нулю. Указанный способ весьма целесообразен в дифференциальных схемах с двумя плечами, с однотипными трансформаторами тока, когда весь ток сквозного КЗ проходит через трансформаторы тока одного плеча. Ток намагничивания, соответствующий току небаланса, определяется по характеристике $E_2 = f(I_{нам})$.

Определяется E_2 по выражению

$$E_2 = (I_k / K_T)(Z_2 + Z_n),$$

где I_k - первичный максимальный ток сквозного КЗ.

По найденному значению E_2 определяется ток намагничивания $I_{нам}$, а по нему - и ток небаланса:

$$I_{нб} = k_{сх} k_{ат} I_{нам}$$

Если окажется, что принимаемая уставка защиты достаточно надежно отстроена от полученного тока небаланса, то на этих расчетах можно остановиться, так как полученный ток небаланса является завышенным. Если же отстройка получается недостаточной, то нужно выполнить расчет по указанной выше более точной методике.

Упрощенный метод следует применять с осторожностью при разнотипных трансформаторах тока и числе плеч дифференциальной схемы более двух.

Токи небаланса в нулевом проводе вторичных цепей. Периодическая составляющая тока небаланса в нулевом проводе определяется различием параметров рабочих точек на характеристиках намагничивания трансформаторов тока отдельных фаз и наличием в токе намагничивания значительного процента высших гармоник.

Различие параметров рабочих точек на характеристиках намагничивания отдельных фаз обуславливается неидентичностью этих характеристик и разными сопротивлениями нагрузки в отдельных фазах. Вследствие этого токи намагничивания по фазам устанавливаются разными. Ток небаланса в нулевом проводе, представляющем выходную цепь схемы фильтра токов нулевой последовательности, равен геометрической сумме токов намагничивания отдельных фаз, состоящих из основной и высших нечетных гармоник.

При сложении токов намагничивания для каждой гармоники в отдельности токи основной гармоники и любой из нечетных гармоник номеров, не кратных трем, суммируются под соответствующими фазовыми углами, что существенно снижает результирующее значение. Токи третьей гармоники и других нечетных гармоник номеров, кратных трем, складываются арифметически, так как они во всех трех фазах совпадают, что увеличивает ток небаланса. Однако составляющие с пятой гармоники и выше в токе намагничивания невелики и поэтому в практических расчетах могут не учитываться. Таким образом, можно считать, что ток небаланса состоит из первой (основной) и третьей гармоник. Ток небаланса

$$I_{нб} = \sqrt{I_{1нб}^2 + I_{3нб}^2}$$

где $I_{1нб}$ и $I_{3нб}$ - первая и третья гармоники в токе небаланса.

Излагаемая ниже методика определения токов первой и третьей гармоник при трехфазном КЗ является приближенной.

Максимальное содержание третьей гармоники в токе намагничивания составляет 34 %. Остальные 66 % приходятся на долю первой гармоники.

Принимая угол между токами намагничивания разных фаз равным 120° , получим следующее значение тока небаланса первой гармоники:

$$I_{1нб} = 0,66(I_1 + aI_2 + a^2I_3) ,$$

где I_1, I_2, I_3 - токи намагничивания разных фаз;

$$a = 0,5(1 + j\sqrt{3}) - \text{фазный множитель.}$$

Отсюда

$$I_{1нб} = 0,33\sqrt{(2I_1 - I_2 - I_3)^2 + 3(I_2 - I_3)^2} .$$

Как показали расчеты, наибольший ток получается, когда два тока намагничивания имеют одинаковое значение, а третий от них отличается. Поэтому в целях упрощения допускается расчет по двум значениям тока намагничивания: максимальному и минимальному.

При определении тока небаланса первой гармоники по двум крайним значениям тока намагничивания это выражение упрощается. Считая $I_2 = I_3 = I_{нам.маx}$ и $I_1 = I_{нам.миn}$, получаем:

$$I_{1нб} = 0,66(I_{нам.маx} - I_{нам.миn})$$

Ток небаланса третьей гармоники

$$I_{3нб} = 0,34(I_1 + I_2 + I_3).$$

При использовании типовых характеристик они понижаются на 20 % для трансформаторов тока в двух фазах и повышаются на 20 % для трансформаторов тока одной фазы. В результате последнее выражение приобретает следующий вид:

$$I_{3нб} = 0,34(I_{нам.миn} + 2I_{нам.маx}).$$

Приведенные способы определения составляющих первой и третьей гармоник в токе небаланса рекомендуется применять в случае, если рабочая точка находится выше начала перегиба характеристики намагничивания, что соответствует индукциям 0,4-0,5 Тл и выше. При этом если максимальный и минимальный токи намагничивания различаются менее чем в 2 раза, то можно не учитывать составляющую первой гармоники, так как ее влияние на ток небаланса в этом случае несущественно.

Тогда ток небаланса

$$I_{нб} = I_{3нб}$$

Если рабочая точка находится ниже перегиба характеристики намагничивания, то рекомендуется не учитывать составляющую третьей гармоники, которая в этом случае будет не более 16-17 % полного тока намагничивания. В этом случае приближенно можно считать, что ток небаланса равен току намагничивания первой гармоники. Тогда ток небаланса можно подсчитывать, пользуясь выражением для $I_{1нб}$, но с коэффициентом 0,5, а не 0,33; следовательно, расчетное выражение примет вид:

$$I_{нб} = 0,5\sqrt{(2I_1 - I_2 - I_3)^2 + 3(I_2 - I_3)^2},$$

или для упрощенных подсчетов либо для предварительных расчетов по типовым характеристикам намагничивания

$$I_{нб} = I_{нам.маx} - I_{нам.миn}$$

Рекомендуется следующий порядок расчета тока небаланса.

Определяется действительная нагрузка на трансформатор тока каждой фазы с учетом сопротивления вторичной обмотки.

Для каждой фазы строится характеристика $E_2 = f(I_{нам})$.

Строится зависимость $E_2 = f(I_1)$ для каждой фазы или для наиболее высокой и наиболее низкой характеристик $E_2 = f(I_{нам})$. По кривым $E_2 = f(I_1)$ и расчетному значению тока трехфазного КЗ определяют ЭДС E_2 для каждой фазы или крайние (минимальное и максимальное) ее значения. Для упрощения расчета допускается E_2 определять без построения зависимости $E_2 = f(I_1)$ по выражению

$$E_2 = (I_{к(3)} / K_I)(Z_n + Z_2),$$

но при этом токи небаланса могут получиться несколько завышенными. По полученным значениям E_2 из характеристик $E_2 = f(I_{нам})$ находят токи намагничивания.

Если найденные рабочие точки (или хотя бы одна из них) на характеристиках намагничивания находятся за перегибом (в области насыщения), то определяют составляющие токов первой и третьей гармоник по выражениям для $I_{1нб}$ и $I_{3нб}$, а полный ток небаланса затем подсчитывают, пользуясь выражением для $I_{нб}$. При этом предварительно проверяют отношение $I_{нам.маx} / I_{нам.миn}$; если это отношение меньше двух, то можно составляющую первой гармоники не учитывать и определять $I_{нб}$ равным $I_{3нб}$. Если все рабочие точки на характеристиках намагничивания находятся до начала перегиба (в области малых индукций), то ток небаланса определяют по выражению для $I_{нб}$ с коэффициентом 0,5.

Испытания трансформаторов тока проводятся в соответствии с «Объемом и нормами испытаний электрооборудования»[16].

28. ИЗМЕРЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ИЗОЛЯЦИИ

Сопrotивления основной изоляции трансформаторов тока, изоляции измерительного конденсатора и вывода последней обкладки бумажно-масляной изоляции конденсаторного типа измеряют мегаомметром на 2,5 кВ. Сопrotивления изоляции вторичных обмоток и промежуточных обмоток каскадных трансформаторов тока относительно цоколя измеряют мегаомметром на 1 кВ.

В процессе эксплуатации сопrotивления изоляции измеряют: на трансформаторах тока 3-35 кВ - при ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены;

на трансформаторах тока 110 кВ с бумажно-масляной изоляцией (без уравнильных обкладок) - при неудовлетворительных результатах испытаний масла;

на трансформаторах тока 220 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией (без уравнильных обкладок) - при отсутствии контроля изоляции под рабочим напряжением и неудовлетворительных результатах испытаний масла;

на трансформаторах тока с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа 330 кВ и выше - при отсутствии контроля изоляции под рабочим напряжением - 1 раз в год.

Измеренные значения сопrotивления изоляции должны быть не менее следующих:

Класс напряжения, кВ 3-35 110-220 330-750

Допустимое сопrotивление изоляции 1:

1 В числителе - сопrotивления изоляции трансформаторов тока при вводе в эксплуатацию,

основной, ГОм	1/0,5	3/1	5/3
вторичных обмоток 2,			
МОм	50(1)/50(1)	50(1)/50(1)	50(1)/50(1)

У каскадных трансформаторов тока сопротивление изоляции измеряют для трансформатора тока в целом. При неудовлетворительных результатах таких измерений сопротивление изоляции дополнительно измеряют по ступеням.

Значение $tg\delta$ трансформаторов тока с основной бумажно-масляной изоляцией измеряют при 10 кВ.

В процессе эксплуатации измерения проводят на трансформаторах тока: до 35 кВ включительно - при ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены;

110 кВ с бумажно-масляной изоляцией (без уравнивающих обкладок) - при неудовлетворительных результатах испытаний масла;

220 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией (без уравнивающих обкладок) - при отсутствии контроля под рабочим напряжением и неудовлетворительных результатах испытания масла;

330 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа - при отсутствии контроля под рабочим напряжением - 1 раз в год.

Измеренные значения $tg\delta$ основной изоляции 3, приведенные к 20° С, не должны превышать указанных ниже:

Класс напряжения, кВ	3-15	20-35	110	220	330	500	750
$tgS, \%$, изоляции:							
бумажно-бакелитовой	3/12	2,5/8,0	2,0/5,0	-	-	-	-
бумажно-масляной	-	2,5/4,5	2,0/3,0	1,0/1,5	0,8	4/1,05	-

У каскадных трансформаторов тока $tg\delta$ основной изоляции измеряют для трансформатора тока в целом. При неудовлетворительных результатах таких измерений $tg\delta$ основной изоляции дополнительно измеряют по ступеням.

Испытания повышенным напряжением. Испытание основной изоляции измерительных трансформаторов тока и напряжения. Испытательные напряжения основной изоляции, кВ, имеют следующие значения: Класс напряжения, кВ до0,69 3,0 6,0 10 15 20 35

Испытательное напряжение изоляции, кВ: фарфоровой (длительность испытания-1 мин)	1,0	24	32	42	55	65	95
других видов (длительность испытания-5 мин)	1,0	21,6	28,8	37,8	49,5	58,5	85,5

в знаменателе - в процессе эксплуатации
2 В скобках - с подключенными вторичными цепями
3 В числителе значения tgS изоляции трансформаторов тока при вводе в эксплуатацию, в знаменателе - в процессе эксплуатации
4 Не более 150 % значения измеренного на заводе
5 Не более 150 % значения, измеренного при вводе в эксплуатацию.

Допускается проведение испытаний трансформаторов тока совместно с ошиновкой. Трансформаторы тока напряжением более 35 кВ не подвергаются испытаниям повышенным напряжением.

Испытание изоляции вторичных обмоток. Значение испытательного напряжения для изоляции вторичных обмоток вместе с присоединенными к ним цепями принимается равным 1 кВ. Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин. Допускается испытывать вторичные обмотки трансформаторов тока вместе с цепями, присоединенными к ним.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току. Отклонение измеренного сопротивления обмотки постоянному току от паспортного значения или от измеренного на других фазах не должно превышать 2 %. При сравнении с паспортными данными измеренное значение сопротивления должно приводиться к заводской температуре. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах следует проводить при одной и той же температуре.

Другие виды испытаний. Испытания трансформаторного масла. При вводе в эксплуатацию трансформаторов тока свежее сухое трансформаторное масло до и после заливки (доливки) в трансформаторы должно быть испытано в соответствии с требованиями «Объема и норм испытаний»[1].

В процессе эксплуатации трансформаторное масло из трансформаторов тока напряжением 35 кВ и ниже допускается не испытывать.

Масло из трансформаторов тока, оснащенных системой контроля под рабочим напряжением, испытывается согласно требованиям [1] по достижении контролируемыми параметрами приведенных ниже предельных значений:

Класс напряжения, U, кВ	220	330-500	750
Предельные значения Atg8 и A Y/Y, %:			
при периодическом контроле	2,0	1,5	1,0
при неперiodическом контроле	...3,0	2,0	1,5

У маслonaполненных каскадных трансформаторов тока оценка состояния трансформаторного масла в каждой ступени проводится по нормам, соответствующим рабочему напряжению ступени.

Испытания встроенных трансформаторов тока. Сопротивление изоляции встроенных трансформаторов тока измеряют мегаомметром на напряжение 1 кВ.

Измеренное сопротивление изоляции без вторичных цепей должно быть больше или равно 10 МОм.

Допускается измерение сопротивления изоляции встроенных трансформаторов тока вместе со вторичными цепями. Измеренное сопротивление изоляции должно быть не ниже 1 МОм.

Контроль изоляции под рабочим напряжением рекомендуется производить у трансформаторов тока 220-750 кВ. Контролируемые параметры: изменение

тангенса угла диэлектрических потерь $\text{Atg}\delta$ и емкости A С/С основной изоляции или (и) изменение ее модуля полной проводимости A У/У. Допускается контроль по одному из параметров ($\text{Atg}\delta$ или A У/У).

Изменение значений контролируемых параметров определяется как разность результатов двух измерений: очередных и при вводе в работу системы контроля под напряжением. Предельные значения увеличения емкости изоляции составляют 5 % значения, измеренного при вводе в работу системы контроля под напряжением.

Общие указания по применению трансформаторов напряжения. Трансформаторы напряжения применяются для питания электроизмерительных приборов, цепей релейной защиты, автоматики и сигнализации в электроустановках с рабочим напряжением выше 220 В. Трансформаторы напряжения выпускаются в соответствии с требованиями ГОСТ 1983-77 «Трансформаторы напряжения. Общие технические требования».

Точность работы трансформаторов напряжения оценивается по их погрешностям. Погрешности по напряжению и по углу характеризуются отличием вектора вторичного напряжения от вектора первичного, возникающим из-за падений напряжения в активном и индуктивном сопротивлениях обмоток трансформатора напряжения и несовпадения этих падений напряжения по фазе с напряжениями обмоток.

Погрешность по напряжению, согласно ГОСТ 1983-77, определяется по формуле, %,

$$f_U = \frac{n_{\text{т.ном}} U_2 - U_1}{U_1} 100$$

где $n_{\text{т.ном}}$ - номинальный коэффициент трансформации (равен отношению номинального первичного напряжения к номинальному вторичному напряжению).

В зависимости от характера подключенной нагрузки каждый трансформатор напряжения должен работать в классе точности:

0,5 - для питания расчетных счетчиков класса точности 1,0, а также измерительных приборов классов точности 1,0 и 1,5;

и только как исключение 3,0 - для наиболее распространенных указывающих измерительных приборов класса точности 2,5;

3,0 - для питания цепей релейной защиты.

При питании вторичных нагрузок разного характера (например, релейной защиты и расчетных счетчиков) от одного и того же трансформатора напряжения должен обеспечиваться наиболее высокий класс точности, необходимый для работы подключенной к нему аппаратуры. Нагрузка трансформатора напряжения не должна превышать номинальной для требуемого класса точности.

Потеря напряжения во вторичных цепях трансформаторов напряжения, снижающая точность работы подключенной к нему аппаратуры, согласно требованиям, установленным директивными материалами, не должна

превышать в цепи трансформатора напряжения до расчетных счетчиков межсистемных линий электропередачи 0,25 % (при питании от трансформатора напряжения класса точности 0,5), до других расчетных счетчиков 0,5 %, до щитовых приборов 1,5 %, до фиксирующих измерительных приборов (ФИП) 2 %, до реле защиты и автоматики 3 %.

29. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СХЕМАМ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЙ И ИХ ВТОРИЧНЫМ ЦЕПЯМ

Схемы трансформаторов должны соответствовать условиям их работы и назначению и выполняться на основе указаний директивных материалов Минэнерго РФ.

Схемы включения трансформаторов напряжения и схемы их вторичных цепей должны обеспечивать надежное питание подключенной к ним аппаратуры учета электроэнергии, измерений, релейной защиты и автоматики.

Заземление трансформаторов напряжения. Вторичные обмотки трансформаторов напряжения необходимо заземлять для обеспечения безопасности персонала. Заземление должно быть надежным и наглядным. В проводах, соединяющих точку заземления с обмотками трансформаторов напряжения, не должно быть коммутационных и защитных аппаратов (рубильников, переключателей, автоматических выключателей, предохранителей и др.). Сечение заземляющего провода должно быть не менее 4 мм² (по меди).

Заземление допускается выполнять через пробивной предохранитель, что наиболее целесообразно и рекомендуется Правилами устройства электроустановок [2] для трансформаторов напряжения, питающих оперативные цепи релейной защиты и автоматики.

Нулевую точку или один из фазных выводов вторичных обмоток необходимо заземлять. При соединении основных вторичных обмоток в звезду более распространено заземление одной из фаз (обычно фазы в), а не нуля. Это создает преимущества при проверке под рабочим напряжением правильности сборки и маркировки цепей напряжения.

Заземление необходимо устанавливать по возможности ближе к трансформатору напряжения, как правило, на ближайшей к нему сборке выводов. Однако при этом недопустимо даже кратковременное объединение заземленных или незаземленных проводов вторичных цепей разных трансформаторов напряжения во избежание неправильных действий релейной защиты или устройств синхронизации в случае появления тока в заземляющем контуре (например, при КЗ или при сварочных работах в РУ). Указанные неправильные действия возможны потому, что часть тока из заземляющего контура ответвится во вторичные цепи через два заземления, установленные в разных местах (у трансформаторов напряжения, цепи которых объединены), и создаст значительное падение напряжения, существенно искажающее векторную диаграмму вторичных напряжений.

При установке заземления вблизи трансформаторов напряжения переключение нагрузки с одного трансформатора на другой должно производиться только с разрывом цепи, а при включении автоматических устройств синхронизации сразу на два трансформатора должно обеспечиваться электрическое разделение их вторичных цепей с помощью разделительных или фазопоротных трансформаторов. При отсутствии автоматических синхронизаторов разделение заземленной фазы в схеме ручной синхронизации может быть выполнено без разделительных трансформаторов.

Установка заземления вблизи трансформаторов напряжения обязательна во всех автономных вторичных цепях при отсутствии переключения питания цепей напряжения на другой трансформатор: в цепях, присоединенных к генераторам, к третичным обмоткам автотрансформаторов, к одинарной системе шин и т.д.

При наличии переключения питания нагрузки трансформаторов напряжения для действующих электростанций и подстанций допускаются такие отступления от требования установки заземления вблизи трансформатора, как установка заземления:

на общей для всех трансформаторов напряжения заземляющей шинке на релейном щите, если кабели от всех трансформаторов разных распределительных устройств (РУ) выведены на этот релейный щит. Заземленные непосредственно у трансформаторов выводы из вторичных обмоток, питающих автономные цепи напряжения, присоединять к этой шинке не допускается;

для трансформаторов напряжения каждого РУ на релейном щите, если на электростанции или подстанции имеется два РУ и более с двойной системой шин и отдельными релейными щитами. Общая заземляющая шинка при этом может прокладываться только в пределах отдельных релейных щитов.

Для обеспечения безопасности при работах на трансформаторе напряжения и его вторичных цепях необходимо устанавливать рубильники или использовать съемные трубчатые предохранители, разъемные соединения выкатных тележек в ячейках КРУ и т. п.

Включение трансформатора напряжения со стороны ВН. В цепи первичной обмотки трансформаторов напряжения до 35 кВ, как правило, следует устанавливать предохранители для обеспечения сохранения в работе шин или других первичных цепей, к которым подключен трансформатор, при КЗ на его ошиновке или вводах ВН.

Ток КЗ при повреждениях в цепи вторичной обмотки и даже на ее выводах во многих случаях недостаточен для перегорания этих предохранителей, вследствие чего сам трансформатор напряжения ими не защищается.

В тех случаях, когда возникновение КЗ в цепи первичной обмотки маловероятно или последствия такого КЗ не представляют особой опасности для электроснабжения потребителей, предохранители на стороне ВН

трансформаторов напряжения можно не устанавливать. Так, в комплектных токопроводах мощных генераторов трансформаторы напряжения включаются без предохранителей, поскольку при этом разделение отдельных фаз практически исключает возникновение КЗ на ошиновке. При установке трансформатора напряжения на каком-либо одном присоединении, имеющем надежный резерв (например, на трансформаторе, работающем параллельно с другими), а не на шинах, его также можно включать без предохранителей, так как повреждение в цепи этого трансформатора напряжения приведет к отключению только одного присоединения без прекращения питания его нагрузки.

Допускается также включение без предохранителей на шины КРУ 6-10 кВ однофазных трансформаторов напряжения с литой изоляцией (типа ЗНОЛ), поскольку при их повреждении маловероятно возникновение КЗ на шинах.

На напряжение 35 кВ и выше трансформаторы напряжения можно включать без предохранителей. Как показал опыт эксплуатации, это не приводит к существенному снижению надежности электростанций и подстанций, так как повреждения трансформаторов напряжения происходят относительно редко.

Защита при повреждениях во вторичных цепях. Для защиты трансформаторов напряжения от повреждения при КЗ во вторичных цепях необходимо применять предохранители или автоматические выключатели. Предохранители можно устанавливать только на трансформаторах напряжения, не питающих быстродействующие устройства релейной защиты, которые могут неправильно работать при нарушении исправности цепей напряжения. При наличии таких устройств для защиты трансформаторов напряжения необходимо применять автоматические выключатели.

Автоматические выключатели или предохранители следует включать во все незаземленные провода вторичных цепей трансформаторов напряжения. Исключение составляет лишь цепь $3U_0$, в которую защитные аппараты включаются только на трансформаторах, работающих в сетях с изолированной нейтралью, где защита необходима для предотвращения повреждения трансформатора, у которого цепь $3U_0$ оказалась закороченной при устойчивом однофазном замыкании на землю на стороне ВН. Указанная защита в цепи $3U_0$ применяется только при разводке этой цепи по панелям отдельных присоединений или при наличии в ней кабеля длиной более 10 м.

Двухобмоточные трансформаторы напряжения и соединенные в звезду основные обмотки трехобмоточных трансформаторов следует защищать трехполюсными автоматическими выключателями с электромагнитными и тепловыми расцепителями. Основные и дополнительные обмотки трехобмоточных трансформаторов напряжения необходимо защищать отдельными автоматическими выключателями. На ранее установленных автоматических выключателях трансформаторов напряжения допускается

оставлять только электромагнитные расцепители, если они обеспечивают требуемую чувствительность.

При недостаточной чувствительности теплового расцепителя к удаленным КЗ в протяженных цепях, питающихся от шин на щите, или при недопустимости отключения КЗ с выдержкой времени теплового расцепителя (проверяется расчетом) необходимо устанавливать в этих цепях неселективные автоматические выключатели с электромагнитными и тепловыми расцепителями (с автоматическими выключателями в цепях вторичных обмоток трансформаторов напряжения).

В цепи $3U_0$ трансформаторов напряжения в сетях с изолированной нейтралью должен устанавливаться автоматический выключатель только с тепловым расцепителем или предохранитель. При наличии испытательного провода, выведенного от замкнутой вершины разомкнутого треугольника, в нем устанавливается автоматический выключатель только с электромагнитным расцепителем. В этом случае обеспечивается сохранение цепи $3U_0$, если ток КЗ проходит через оба защитных аппарата.

Во вспомогательных проводах, присоединенных к замкнутым вершинам разомкнутого треугольника трансформатора напряжения 110 кВ и выше, должен устанавливаться автоматический выключатель с электромагнитным и тепловым расцепителями.

Автоматические выключатели и предохранители, устанавливаемые во вторичных цепях, необходимо размещать по возможности ближе к трансформатору напряжения, чтобы протяженность незащищенных кабелей от трансформаторов до защитных аппаратов была возможно меньшей. Шкафы трансформаторов напряжения, расположенные на открытых РУ, должны иметь подогрев, что необходимо для надежной работы расположенных в них автоматических выключателей.

Для более быстрого восстановления питания цепей напряжения защиты элементов открытых РУ автоматические выключатели, защищающие трансформаторы напряжения, разрешается переносить из шкафа на щит в следующих случаях:

если не требуется быстрый автоматический вывод из действия защиты линий для предотвращения ее ложных срабатываний при повреждении цепей напряжения (например, при пуске всех ступеней дистанционной защиты по току обратной последовательности);

если ложное действие защиты при нарушении исправности вторичных цепей между трансформатором напряжения и автоматическим выключателем не может привести к опасным нарушениям нормального режима работы энергосистемы или какого-либо ее участка.

При перестановке автоматических выключателей на щит в шкафу трансформаторов напряжения должны быть установлены либо автоматический выключатель, имеющий только тепловой расцепитель, либо предохранители, надежно защищающие кабель и отстроенные по времени от электромагнитных расцепителей выключателей, перенесенных на щит. При

установке предохранителей рубильники в шкафу трансформаторов напряжения могут быть демонтированы.

Предотвращение действия релейной защиты из-за неисправностей цепей напряжения осуществляется следующими приемами. В сетях напряжением от 35 до 330 кВ устройства, блокирующие защиту при нарушениях цепей напряжения, должны получать питание от двух источников - от основных вторичных обмоток трансформатора напряжения, соединенных в звезду, и от дополнительных обмоток, соединенных по схеме разомкнутого треугольника.

Для обеспечения возможности включения устройств блокировки в схемах трансформаторов напряжения необходимо предусмотреть выводы из всех точек, к которым подключаются эти устройства, и выполнить разводку по панелям проводов от этих точек. Основные и дополнительные обмотки трансформаторов напряжения следует защищать отдельными автоматическими выключателями.

При питании от трансформаторов напряжения устройств защиты и автоматики во избежание их неправильного действия из-за обрывов цепей напряжения, кроме блокирования этих устройств на элементах напряжением 35 кВ и выше, необходима сигнализация нарушения целостности цепей напряжения.

У трансформаторов напряжения 110 кВ и выше, кроме вторичных цепей основных обмоток, следует контролировать исправность цепи разомкнутого треугольника дополнительных обмоток. Это необходимо ввиду ответственности этой цепи, питающей защиту линий от наиболее часто возникающих однофазных КЗ, и невозможности выявления ее неисправности по постоянно работающим измерительным приборам.

Контроль исправности цепи $3U_0$ осуществляется периодическими измерениями напряжения небаланса, составляющего в нормальном режиме 1-3 В.

Самопроизвольное смещение нейтрали в сетях напряжением 3-35 кВ, приводящее к повреждению трансформаторов напряжения, предотвращается в соответствии с директивными материалами Минэнерго РФ в электроустановках напряжением 3-35 кВ при отсутствии компенсирующих устройств (дугогасящих катушек), а также генераторов и синхронных компенсаторов с непосредственным водяным охлаждением обмоток статора при помощи установки резисторов в цепи разомкнутого треугольника каждого трансформатора напряжения 3-35 кВ с заземленной нейтралью на стороне ВН.

При наличии дугогасящих катушек или генераторов (синхронных компенсаторов) с непосредственным водяным охлаждением обмоток статора защита от самопроизвольных смещений нейтрали не требуется ввиду невозможности их возникновения.

Разводка цепей напряжения выполняется с соблюдением следующих правил. Прокладку вторичных цепей трансформаторов напряжения необходимо выполнять контрольным или силовым кабелем без разделения

одной цепи по разным кабелям. Например, трех- или четырехпроводные трехфазные цепи от основных вторичных обмоток трансформаторов напряжения должны подаваться на щит в одном кабеле. Двухпроводная цепь от концов одной обмотки однофазного трансформатора или от дополнительных обмоток, соединенных по схеме разомкнутого треугольника (цепь $3U_0$), также не должна разделяться по разным кабелям.

Для предотвращения неправильных действий защиты из-за наводок продольных ЭДС во вторичных цепях трансформаторов напряжения следует:

применять переключение цепей напряжения присоединений РУ с трансформаторов одной системы шин на трансформаторы другой вспомогательными контактами разъединителей только в распределительных устройствах 6-35 кВ. В РУ 110 кВ и выше должны применяться схемы с реле-повторителями положения разъединителей;

использовать в РУ 110 кВ и выше во вторичных цепях трансформаторов напряжения только кабели в металлической оболочке и заземлять оболочку с обоих концов каждого кабеля. При наличии соединительных муфт оболочки кабелей по обе стороны каждой из них должны быть электрически соединены между собой. При этом применение изолированной металлической оболочки (например, кабеля ААШВ) в качестве одного из проводов вторичной цепи напряжения по соображениям надежности не допускается;

прокладывать рядом кабели в цепях основных и дополнительных обмоток трансформаторов напряжения от шкафа трансформаторов до щита по всей длине. Ранее проложенные в этих РУ кабели, не имеющие металлической оболочки, могут быть оставлены во вторичных цепях трансформаторов напряжения, если опыт эксплуатации показал невозможность неправильного действия защиты под влиянием продольных ЭДС.

Питание цепей напряжения расчетных счетчиков в тех случаях, когда допустима потеря напряжения до 0,5 % (на межсистемных линиях электропередачи при подключении счетчиков к трансформаторам напряжения класса точности 1,0 и на линиях, питающих потребителей электроэнергии), рекомендуется предусматривать от общих шин напряжения на щите, если не требуется увеличения сечения жил основного кабеля от трансформатора напряжения до щита не более чем 120 мм^2 . При необходимости прокладки кабеля с жилами сечением более 120 мм^2 для питания расчетных счетчиков следует прокладывать отдельный кабель. При подключении указанных расчетных счетчиков к трансформаторам напряжения, находящимся в эксплуатации, допускается прокладка отдельного кабеля для счетчиков при меньшем сечении жил основного кабеля, если потеря напряжения в нем превышает 0,5 %.

При подключении расчетных счетчиков межсистемных линий электропередачи к трансформаторам напряжения класса точности 0,5 (например, к трансформаторам напряжения 110-220 кВ) на них должно

подаваться питание по отдельному кабелю, так как в указанных случаях потеря напряжения в цепи счетчиков не должна превышать 0,25 %.

Расчетные счетчики линий, получающие питание по отдельному кабелю от малонагруженных трансформаторов, присоединенных к шинам, должны при переводе линии с одной системы шин на другую переключаться на другой трансформатор с помощью реле-повторителей или отдельных переключателей.

Если нагрузка трансформаторов напряжения, подключенных к шинам 6-220 кВ, превышает их мощность в высшем классе точности, то должны устанавливаться отдельные трансформаторы напряжения для питания расчетных счетчиков. Кроме расчетных счетчиков, с этим трансформатором могут подключаться другие нагрузки (измерительные приборы, устройства автоматики, релейной защиты и пр.), если суммарная нагрузка трансформатора напряжения будет не более допустимой при его работе в высшем классе точности.

Резервирование трансформаторов напряжения. В РУ с двойной системой шин для взаимного резервирования трансформаторов напряжения систем шин необходимо предусмотреть переключение нагрузки с одного трансформатора на другой без выполнения каких-либо операций в первичной схеме.

В РУ напряжением 330 кВ и выше следует предусмотреть переключение нагрузки с одного трансформатора напряжения на другой - резервный. Это необходимо при выходе трансформатора напряжения из строя или при выводе его в ремонт.

Для резервирования трансформаторов напряжения, присоединенных к ВЛ, должен использоваться трансформатор напряжения, установленный:

на шинах РУ при полуторной схеме соединения или схеме шины - автотрансформатор;

на автотрансформаторах или блочных трансформаторах при отсутствии автотрансформаторов - при схеме многоугольника.

При отсутствии такого резервного трансформатора допускается вместо него использовать трансформатор напряжения другой линии электропередачи.

При таком взаимном резервировании в целях сохранения в работе оставшейся без трансформатора напряжения неповрежденной линии после отключения соседней линии с резервным трансформатором напряжения в объединенных энергосистемах принимают дополнительные меры, повышающие эффективность действия защиты и АПВ (обычно оставляют в работе только устройства, менее подверженные ложным действиям и отказам при отсутствии напряжения). Однако при этом все-таки существует возможность отключения обеих линий при КЗ на той из них, на которой трансформатор напряжения остается в работе. Поскольку этот недостаток может проявляться лишь в редких случаях, разрешается применять взаимное резервирование и не устанавливать отдельный резервный трансформатор напряжения.

Для трансформаторов напряжения на линиях 750 кВ должна предусматриваться установка второго (резервного) трансформаторного устройства со своими рубильниками, автоматическими выключателями и кабелями до релейного щита. Переход на второе трансформаторное устройство должен производиться с помощью разъединителей, подключающих это устройство к конденсаторам связи, и коммутационных аппаратов во вторичных цепях.

При использовании для высокочастотных каналов двух комплектов конденсаторов связи (по два на фазу) второе трансформаторное устройство должно быть постоянно подключено ко второму комплекту конденсаторов связи.

При установке глухого заземления в цепях напряжения вблизи трансформатора напряжения переключение на резервный трансформатор должно выполняться с перерывом питания нагрузки. Для этой цели должны применяться переключатели, исключающие возможность объединения заземленных проводов разных трансформаторов напряжения.

При установке глухого заземления на щите для двух и более трансформаторов напряжения при двойной системе шин переключение нагрузки одного трансформатора напряжения на другой допускается выполнять с помощью рубильников.

30. ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

30.1 указания по расчетной проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей

При новом включении трансформаторов напряжения и при изменениях их схемы и вторичной нагрузки должна производиться расчетная проверка соответствия нагрузки требуемому классу точности, потери напряжения до наиболее удаленных нагрузок, а также предохранителей и автоматических выключателей во вторичных цепях напряжения.

Расчет нагрузки трансформаторов напряжения. Для определения нагрузки трансформаторов напряжения расчет следует выполнять по данным о потреблении отдельных реле и приборов, подключенных к цепям напряжения. Недостающие значения потребления отдельных реле, приборов или устройств должны быть измерены.

Потребление релейной и измерительной аппаратуры S выражается в вольт-амперах ($B \cdot A$). Для измерительных приборов оно обычно задается при $U_{ном} = 100$ В, а для реле - и при других значениях напряжения. Потребление всей аппаратуры, включенной на линейное напряжение, приводится при расчете к напряжению 100 В, а потребление аппаратуры, включенной в фазное напряжение, - к напряжению $100/\sqrt{3}$ В. Пересчет производится по выражению

$$S_{расч} = \left(\frac{U_{расч}}{U} \right)^2 S_U$$

где $S_{расч}$ - потребление при расчетном (линейном или фазном) напряжении $U_{расч}$;

S_U - потребление, заданное при напряжении U .

Это выражение получено с учетом условия постоянства сопротивления реле (прибора) при напряжениях U и $U_{расч}$. Если известно только сопротивление Z реле или прибора, то потребление определяется по выражению

$$S_{расч} = \frac{U_{расч}^2}{Z}$$

Для расчета максимальной нагрузки вторичных обмоток трансформаторов напряжения, соединенных в звезду, должны быть определены суммарные нагрузки, включенные на междуфазные (S_{ab}, S_{bc}, S_{ca}) и фазные (S_a, S_b, S_c) напряжения. В расчет вводятся две наибольшие из междуфазных нагрузок и наибольшая фазная нагрузка (обозначаются соответственно S_1, S_2, S_ϕ).

Нагрузка наиболее загруженной фазы трансформатора напряжения $S_{\phi.\max}$ определяется по выражению

$$S_{\phi.\max} = \frac{S_2}{\sqrt{3}} \sqrt{K^2 + K + 1} + S_\phi$$

где $K = S_1 / S_2$

При отсутствии нагрузок, включенных на фазные напряжения, $S_\phi = 0$.

При соединении вторичных обмоток однофазных трансформаторов напряжения в звезду нагрузка, подсчитанная для наиболее загруженной фазы по этому выражению, должна сопоставляться с мощностью одной фазы трансформаторов в требуемом классе точности.

При питании вторичной нагрузки от трехфазного трансформатора напряжения его мощность в требуемом классе точности сопоставляется с утроенной мощностью нагрузки наиболее загруженной фазы, подсчитанной по тому же выражению.

При соединении двух трансформаторов напряжения в открытый треугольник нагрузка наиболее загруженного трансформатора определяется также по этому выражению. При этом S_{ca} принимается равной S_1 , а наибольшая из нагрузок S_{ab} и S_{bc} - равным S_2

Нагрузка дополнительных обмоток трансформаторов напряжения 35 кВ и выше, состоящая из реле блокировки и устройств синхронизации (на трансформаторах напряжения 110 кВ и выше) может также определяться по приведенному выше выражению. Однако расчет мощности этой нагрузки обычно не производится, так как она всегда намного меньше мощности дополнительных обмоток.

Нагрузка S_{HO} цепи $3U_0$ приводится к напряжению 100 В. Для трехфазных трансформаторов напряжения она сопоставляется с мощностью трансформатора в классе точности 3,0. Сопоставляется суммарная мощность нагрузки цепи $3U_0$ и основной обмотки.

Для сетей с изолированной нейтралью расчетным является однофазовое замыкание на землю, при котором одна из фаз трансформатора напряжения зашунтирована на стороне ВН и вся нагрузка получает питание от двух других фаз. При этом напряжение на них $U_\phi = 3U_0 / \sqrt{3}$ и нагрузка $S_H = S_{HO} / \sqrt{3}$

Нагрузка основной обмотки остается без изменений. Суммарная нагрузка трансформатора напряжения будет

$$S_{т.н} = \frac{S_0}{\sqrt{3}} + S_{\phi.\max}$$

В сетях с заземленной нейтралью суммарная нагрузка трансформатора напряжения наибольшая при двухфазном КЗ на землю, при котором зашунтированы две фазы трансформатора напряжения, и вся нагрузка S_{HO} питается от третьей фазы. Нагрузка основной обмотки при этом снижается, так как две междуфазные нагрузки, присоединенные к оставшейся в работе фазе, оказываются включенными на фазное напряжение, вследствие чего каждая из них уменьшается в 3 раза. Обозначив междуфазные нагрузки $S'_{мф}$ и $S''_{мф}$, можно записать выражение для определения суммарной нагрузки трансформатора напряжения в следующем виде:

$$S_{т.н} = S_0 + \frac{S'_{мф} + S''_{мф}}{3} .$$

Расчет потерь напряжения. Для определения потерь напряжения должны быть известны сопротивления жил кабелей и токи нагрузки в цепях напряжения.

Сопротивление жил кабелей измеряется или определяется по формуле

$$R_{np} = \frac{l}{\gamma s^1}$$

где l - длина кабеля, м;

γ - удельная проводимость, принимаемая для меди равной 57 и для алюминия - 34,5 м/(Ом-мм²);

s - сечение кабеля, мм².

Токи нагрузки определяются по наибольшим значениям потребляемой мощности аппаратуры, питающейся по данному кабелю, и могут быть подсчитаны для любого кабеля по выражениям для $S_{\phi.\max}$ и $S_{т.н}$

Для вычисления тока нагрузки следует разделить полученное значение потребляемой мощности на напряжение, которому соответствует эта мощность.

При соединении трансформатора напряжения в открытый треугольник наибольший ток будет в фазе в, поэтому мощность должна определяться по нагрузкам, присоединенным к этой фазе (S_{ab} и S_{bc})

Потери напряжения определяются как падение напряжения в последовательно соединенных кабелях в цепях основных обмоток трансформатора напряжения по выражению

$$\Delta U = k_1 I_1 R_1 + k_2 I_2 R_2 + \dots + k_n I_n R_n,$$

где I_1, I_2, \dots, I_n - токи в последовательно соединенных п кабелях;

k_1, k_2, \dots, k_n - коэффициенты для пересчета фазного падения напряжения на линейное; при питании нагрузки по трем фазам коэффициент равен 1, а при питании по двум жилам кабеля нагрузки, включенной на линейное напряжение, равен 2.

Определение потерь линейного, а не фазного напряжения производится потому, что потери линейного напряжения в вольтах равны потерям напряжения в процентах.

В цепи $3U_0$ обычно последовательно соединены не более двух кабелей:

$$\Delta U = 2(I_1 R_1 + I_2 R_2),$$

где коэффициентом 2 учитывается обратный провод.

При необходимости прокладки нового кабеля в цепях напряжения (например, для питания новых нагрузок) сечение его жил должно выбираться по допустимым потерям напряжения. Если кабель присоединяется непосредственно к трансформатору напряжения, то для цепи основных обмоток

$$R_{np.max} = \frac{\Delta U_{\text{дон}}}{\sqrt{3} I_n},$$

где $U_{\text{дон}}$ - допустимая для иной нагрузки потеря напряжения;

I_n - ток новой нагрузки.

$$\text{Для цепи } 3U_0 \quad R_{np.max} = \frac{\Delta U_{\text{дон}}}{2I_n}$$

Если новый кабель присоединяется к трансформатору напряжения через другие питающие кабели, то вместо $\Delta U_{\text{дон}}$ в этих выражениях следует подставлять $\Delta U_{\text{дон}} - S \Delta U_{\text{нит}}$, где $\Delta U_{\text{нит}}$ - потери напряжения в питающих кабелях.

По полученному значению $R_{np.max}$ вычисляется сечение жил кабеля s .

Расчетная проверка предохранителей и автоматических выключателей. Номинальный ток расцепителя автоматического выключателя или плавкой вставки предохранителя должен быть не менее наибольшего возможного тока длительной нагрузки в его цепи. Последний должен определяться с учетом возможного увеличения нагрузки при резервировании другого трансформатора напряжения. Кроме того, ток,

соответствующий отключающей способности предохранителя, или максимальный допустимый при КЗ ток расцепителя автоматического выключателя должен быть не менее максимального тока КЗ в месте установки этого защитного аппарата.

При малых значениях тока нагрузки, как, например, у трансформаторов напряжения 6-20 кВ, работающих в классе точности 0,5 и 0,2 в цепи питания счетчиков или в цепи дополнительных обмоток, соединенных в разомкнутый треугольник, номинальный ток предохранителя или автоматического выключателя сопоставляется только с его отключающей способностью. Для обеспечения надежного действия предохранителей номинальный ток плавких вставок должен быть меньше максимального значения тока КЗ не менее чем в 4-5 раз. Коэффициент чувствительности электромагнитного расцепителя (отсечки) автоматического выключателя (отношение максимального значения тока КЗ к наибольшему току срабатывания этого расцепителя) должен быть не менее 1,5.

Наиболее широкое распространение для защиты трансформаторов напряжения получили автоматические выключатели АП50 с электромагнитным и тепловым расцепителями. Особенности применения автоматических выключателей в цепи основных обмоток следующие.

При включении на линию электромагнитных трансформаторов напряжения типа НКФ необходимо учитывать необходимость отстройки отсечки автоматического выключателя от бросков емкостного тока, возникающих при снятии напряжения с линии. Эти броски тока кратковременно проходят во вторичных цепях по автотрансформаторам, предназначенным для регулирования уставок дистанционных защит, и могут быть примерно 50-60 А.

Для предотвращения отключения автоматических выключателей при указанных бросках емкостного тока ток срабатывания электромагнитного расцепителя следует принимать равным

$$I_{ср} = k_n I_{2емк}$$

где $I_{2емк}$ — максимальное значение броска емкостного тока во вторичных цепях; k_n — коэффициент надежности, равный 1,3.

При кратности срабатывания 3,5 номинальный ток расцепителя должен быть

$$I_{ном.расц} = \frac{k_n I_{2емк}}{3,5}$$

Эффективность такой отстройки от бросков емкостного тока должна проверяться при наладке следующим образом.

Номинальный ток неселективного автоматического выключателя, устанавливаемого на щите в цепи удаленных нагрузок, рекомендуется всегда принимать равным 2,5 А. При этом обеспечивается надежная работа электромагнитного расцепителя при КЗ за сопротивлением проводов (в одной фазе) до 3 Ом. Поскольку при КЗ за таким сопротивлением напряжение в месте установки автоматического выключателя будет

выше $0,9U_{ном}$, вполне допустима ликвидация более удаленных КЗ с помощью теплового расцепителя, который надежно срабатывает при повреждении, за кабелем с жилами сечением 1,5 мм² длиной до 650 м.

В то же время максимальное значение тока КЗ за этим автоматическим выключателем всегда будет меньше допустимого по его отключающей способности ($7K_{тах} = 400$ А), так как, согласно «Методическим указаниям по эксплуатации автоматических воздушных выключателей серии АП50» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1975), полное сопротивление одного полюса автоматического выключателя АП50 с электромагнитным и тепловым расцепителями на номинальный ток 2,5 А составляет 0,32 Ома.

Применение и расчетная проверка автоматических выключателей в цепи дополнительных обмоток имеет свои особенности:

ток нагрузки в линейных и фазных проводах обычно не превышает 1 А, в этих цепях, как правило, устанавливаются автоматические выключатели с $I_{ном} = 2,5$ А. Проверка применимости этих выключателей по отключающей способности не требуется. Такая проверка должна производиться только для автоматических выключателей без теплового расцепителя. При этом для трансформаторов напряжения с номинальным напряжением дополнительных обмоток 100/3 В в связи с малым значением сопротивления Z_k необходимо при определении тока КЗ учитывать сопротивление проводов от выводов трансформатора до автоматического выключателя;

в цепи $3U_0$ (в нулевом проводе) трансформаторов напряжения до 35 кВ должен устанавливаться автоматический выключатель только с тепловым расцепителем, чтобы не разрывать цепь $3U_0$ при повреждении между линейными и нулевым проводами. При отсутствии нулевого провода автоматический выключатель в цепи $3U_0$ может иметь только электромагнитный расцепитель.

Для оценки чувствительности автоматических выключателей и предохранителей определяется минимальное значение тока КЗ в наиболее удаленных точках цепей напряжения.

$$k_{ч} = \frac{I_{к \text{ min}}}{I_{уст. \text{ max}}}$$

или для автоматических выключателей АП50

$$k_{ч} = \frac{I_{к \text{ min}}}{4I_{ном. \text{ расц}}}$$

Коэффициент чувствительности вычисляется по выражению

В тех случаях, когда электромагнитный расцепитель автоматического выключателя при КЗ за кабелем удаленной нагрузки (измерительные приборы, цепи синхронизации) окажется нечувствительным, допустимо ликвидировать повреждение за этим кабелем с помощью теплового расцепителя, если при минимальном токе при этом повреждении напряжение на щите (в начале кабеля удаленной нагрузки) будет не ниже $0,9U_{ном}$. При более глубоком снижении напряжения или при недостаточной чувстви-

тельности теплового расцепителя ($k_q < 1,5$) необходима установка неселективного автоматического выключателя в цепи этого кабеля.

Надежность действия теплового расцепителя обеспечивается при

$$k_q = \frac{I_{к \text{ min}}}{I_{ном.расц}} \geq 3$$

Ликвидация КЗ даже на наиболее удаленных панелях реле защиты и автоматики с помощью теплового расцепителя недопустима. Поэтому при недостаточной чувствительности электромагнитного расцепителя следует для повышения коэффициента чувствительности до $k_q \geq 1,5$ увеличить ранее выбранное сечение жил кабеля до этой панели либо установить в цепях кабелей, питающих панели защиты, неселективные автоматические выключатели.

30.2 виды, периодичность и объемы проверок

Проверку вторичных цепей трансформаторов напряжения при новом включении необходимо выполнять в следующем объеме:

а) подбор необходимых схем, расчетов и другой проектной документации, ознакомление с ней, проверка выполнения требований ПУЭ, ПТЭ и прочих директивных материалов;

б) составление и оформление необходимых заявок и программ, подготовка исполнительных схем и иной документации, необходимой для проведения проверок;

в) подготовка испытательной аппаратуры, инструмента, вспомогательных монтажных материалов;

г) проверка (внешним осмотром) исправности вторичных цепей трансформаторов напряжения и аппаратуры и соответствия их требованиям директивных материалов;

д) определение однополярных выводов трансформаторов напряжения;

е) определение сопротивления КЗ трансформаторов напряжения;

ж) проверка маркировки и правильности сборки схемы вторичных цепей трансформаторов напряжения;

з) проверка схемы и аппаратуры переключения цепей с одного трансформатора напряжения на другой;

и) испытание электрической прочности изоляции вторичных цепей трансформаторов напряжения;

к) измерение сопротивления изоляции вторичных цепей трансформаторов напряжения;

л) определение сопротивления вторичных цепей трансформаторов напряжения;

м) проверочные расчеты токов КЗ, уточнение параметров автоматических выключателей и номинальных токов плавких вставок предохранителей;

- н) проверка автоматических выключателей, предохранителей и аппаратуры контроля;
- о) восстановление полной схемы вторичных цепей перед включением трансформаторов напряжения;
- п) проверка правильности сборки схемы вторичных цепей трансформаторов напряжения под рабочим напряжением;
- р) определение потери напряжения во вторичных цепях трансформаторов напряжения;
- с) проверка чувствительности защиты вторичных цепей автоматическими выключателями и предохранителями опытом КЗ;
- т) проверка отстройки автоматических выключателей от пусковых токов нагрузки и зарядного тока линии;
- у) оформление результатов проверки.

При первом профилактическом контроле должны выполняться работы по пп. а, б, в, г, з, и, к, н, о, п, у.

При последующих профилактических контролях и восстановлении должны выполняться работы по пп. б, в, г, з, и, к, н, о, п, у.

Для аппаратуры и цепей, находящихся в особо тяжелых условиях (высокая температура, влажность, вибрация, запыленность и т. п.), в программы проверок могут добавляться проверки или увеличиваться объемы восстановления, позволяющие оценить влияние этих тяжелых условий на аппаратуру и цепи, предотвратить их повреждение, повысить надежность работы. Объем этих проверок и восстановлений устанавливается по местным условиям.

Регулировку вспомогательных контактов и проверку цепей от вспомогательных контактов до выводов панелей устройств или реле-повторителей, цепей от реле-повторителей или шинок щита управления до панелей устройств в зависимости от местных условий можно выполнять одновременно с проверкой трансформаторов напряжения или с проверкой питающихся по этим цепям устройств защиты и автоматики.

30.3 методы проверок

Внешний осмотр. При внешнем осмотре должны быть проверены: исправность оборудования, правильность и качество монтажа, соответствие выполненного монтажа проекту.

При осмотре трансформатора напряжения необходимо записать, с последующим занесением в бланк паспорта-протокола, все заводские технические данные трансформатора. Обязательно проверяется наличие заводских обозначений выводов, исправность выводов вторичных обмоток, надежность уплотнения клеммных коробок и сальников.

Необходимо проверить правильность подключения трансформатора напряжения со стороны питания. Выводы первичной обмотки однофазных трансформаторов напряжения, соединенные в звезду, с контуром заземления должны соединяться отдельным проводником. Бак трансформатора

напряжения, сердечник, подставка и прочие заземляемые детали, изолированные от обмоток, также следует соединять с контуром заземления отдельным проводником. Особое внимание следует обращать на выполнение этого требования у трансформаторов напряжения типов НКФ, ЗНОМ и подобных, у которых вывод X помещен в общую коробку с выводами вторичных обмоток.

У трехфазных трансформаторов напряжения (например, у трансформаторов типа НТМИ) вывод нуля первичной обмотки и бак должны соединяться с контуром заземления отдельными проводниками. У трехфазных трансформаторов типа НТМК и других, не имеющих вывода нуля первичной обмотки, нуль вторичной обмотки, хотя и выведен, обычно не используется. Во избежание случайных КЗ рекомендуется закрыть этот вывод колпачком или крышкой из изоляционного материала.

У трансформатора типа НТМИ следует проверить правильность подводки фаз с первичной стороны - чередование фаз должно быть следующим: А, В, С - согласно заводским обозначениям выводов трансформатора напряжения.

У трансформатора напряжения типа НДЕ по заводской документации необходимо проверить комплектование конденсаторов, правильность подключения выводов первичной обмотки X1, X2, X3 и положение переключателей ответвлений обмоток реактора и трансформатора.

Если в кабельной сети 35 кВ с заземленной нейтралью установлены обычные трансформаторы напряжения типа ЗНОМ-35, у которых вторичное напряжение дополнительной обмотки отличается от 100 В, то в проекте должны быть предусмотрены мероприятия, предотвращающие неправильную работу релейной защиты от замыканий на землю и электроавтоматики из-за несоответствия номинального значения напряжения $3U_0$ номинальному напряжению стандартных реле. При внешнем осмотре необходимо проверить выполнение этих мероприятий.

Следует тщательно проверять пригодность для работы в местных условиях трансформаторов напряжения старых типов, иностранных фирм и прочих, конструктивно отличающихся от выпускаемых отечественной промышленностью. В частности, необходимо обращать внимание на обозначения выводов обмоток и схемы их подключения.

Надо проверять соответствие сечения проложенных кабелей проектным и выверять кабельный журнал. Увеличение сопротивления цепей за счет уменьшения сечения недопустимо.

Необходимо тщательно проверять правильность и качество монтажа кабельных разделок, состояние кабелей в лотках и каналах, надежность защиты кабелей от механических повреждений, состояние шкафов и ящиков.

Определение однополярных выводов трансформатора напряжения должно обязательно производиться у трансформаторов напряжения с нарушенными заводскими обозначениями выводов, у трансформаторов напряжения, подвергавшихся ремонту с отсоединением обмоток, и в других

подобных случаях. Схемы определения однополярных выводов приведены на рис. 22.

Гальванометром Γ может служить любой измерительный прибор постоянного тока с обозначением полярности зажимов и требуемой чувствительностью (например, миллиамперметр, милливольтметр). Для удобства работы желательно иметь нуль у прибора посередине шкалы.

Источниками тока могут быть 1-2 батареи от карманного фонаря, автомобильный аккумулятор на 6-12 В и др. Аккумуляторы должны включаться через сопротивление, ограничивающее ток до значения, допустимого для аккумулятора.

У однофазных трансформаторов напряжения (например, НОМ, НКФ, ЗНОМ) определения однополярных выводов рекомендуется производить по схеме рис. 22, а. Вывод «плюс» батареи подсоединяется к выводу А трансформатора, прибор подключается к вторичной обмотке произвольно. Подбирается включение прибора, при котором стрелка отклоняется вправо при замыкании цепи батареи и влево при размыкании. Вывод вторичной обмотки трансформатора, к которому подключен «плюс» прибора, будет иметь одинаковую полярность с выводом первичной обмотки, к которому подключен «плюс» батареи.

Проверку трехфазных трансформаторов напряжения с соединением обмоток Y_0/Y_0 , например, НТМИ, рекомендуется выполнять по схеме рис. 22, б. Выводы «минус» батареи и прибора подключаются к нулям обмоток, «плюс» гальванометра и «плюс» батареи поочередно к фазным выводам обмоток. При замыкании цепи батареи стрелка прибора отклоняется вправо при подключении его к выводу вторичной обмотки, однополярному с выводом первичной обмотки, к которому подключен «плюс» батареи. При подключении «плюса» прибора к другим выводам вторичной обмотки и замыкании цепи батареи стрелка отклоняется влево.

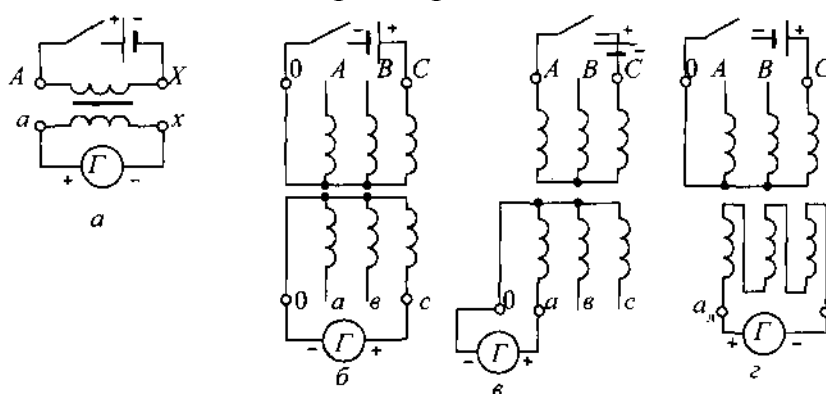


Рис. 22. Схемы для определения однополярных выводов трансформаторов напряжения:

а - однофазных; б - трехфазных, соединенных по схеме Y_0/Y_0 ; в - трехфазных, соединенных по схеме Y_0/Y ; г - трехфазных, соединенных по схеме Y_0/Δ

Проверку трехфазных трансформаторов напряжения с соединением обмоток Y/Y_0 рекомендуется производить по схеме рис. 22, в. Гальванометр

подключается так: «минус» - к нулю вторичной обмотки, «плюс» - поочередно к другим выводам. Батарея поочередно включается на выводы АВ, ВС, СА, «плюс» батареи должен включаться на выводы А, В, С соответственно.

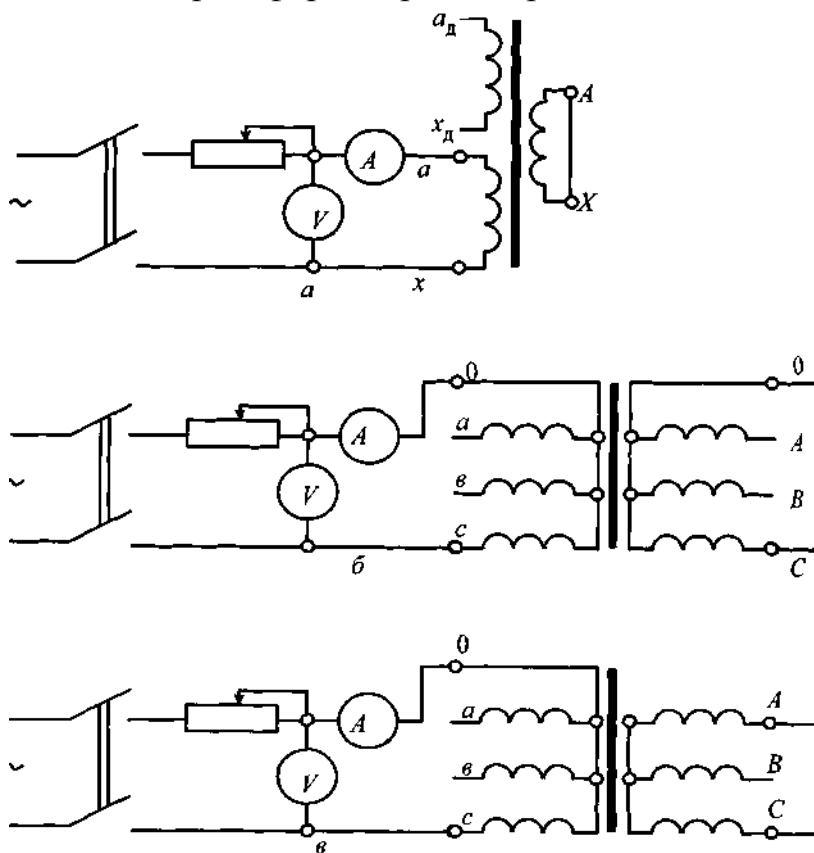
При правильной полярности и включении прибора на вывод а его стрелка отклонится вправо, при включении на вывод с - влево, при включении на вывод в - незначительно в любую сторону. Измерения повторяются 3 раза, для каждой пары выводов первичной обмотки.

Определение выводов обмоток, соединенных в разомкнутый треугольник, рекомендуется производить по схеме рис. 22, г: «плюс» батареи поочередно подключается к выводам А, В, С; при правильной полярности стрелка прибора отклоняется вправо; «плюс» прибора соответствует выводу a_0 .

После окончания измерений по их результатам должны быть нанесены обозначения выводов маслостойкой и водоупорной краской. Результаты испытаний записываются в паспорт-протокол.

Определение сопротивления КЗ трансформаторов напряжения. Сопротивление КЗ трансформаторов напряжения необходимо знать для расчета токов КЗ и защиты от них во вторичных цепях трансформаторов.

Это испытание обязательно для всех трансформаторов типа НДЕ, а также для трансформаторов, вторичные обмотки которых соединены



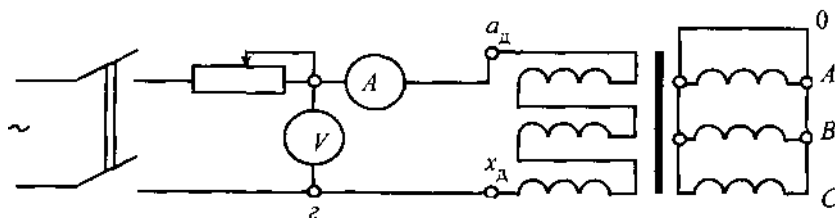


Рис. 23. Схемы для определения сопротивления трансформаторов напряжения:

а - однофазных; б - трехфазных, соединенных по схеме Y_0/Y_0 ; в - трехфазных, соединенных по схеме Y_0/Y ; г - трехфазных, соединенных по схеме Y_0/Δ

в разомкнутый треугольник или для которых нет заводских данных. Для трансформаторов, обмотки которых соединены в звезду или открытый треугольник это испытание целесообразно для уточнения заводских данных.

Рекомендуется измерять сопротивление трансформатора напряжения, отнесенное к вторичной обмотке, по схемам рис. 23 при питании со стороны вторичных обмоток.

Первичные обмотки трансформатора напряжения надежно закорачиваются, ток во вторичной обмотке доводится до максимально возможного, но не более номинального тока, соответствующего максимальной мощности трансформатора напряжения. Регулирование тока производится реостатом. Искажения формы кривой тока и напряжения не будет, так как сопротивление замкнутого накоротко трансформатора линейно. Поэтому измерения можно выполнять приборами любого типа. Сопротивление однофазных трансформаторов (например, НКФ, ЗНОМ) определяется по рис. 23, а как напряжение, деленное на ток. Для составления полной схемы замещения трехобмоточного трансформатора необходимо измерять сопротивления всех трех пар обмоток; обычно достаточно измерить сопротивления КЗ только для основной и дополнительной обмоток при закороченной первичной.

Для трехфазных трансформаторов, например, НТМИ, имеющих нулевые выводы обмоток, соединенные в звезду, измерения рекомендуется выполнять по схеме рис. 23, б, поочередно для каждой фазы. В паспорт-протокол записываются результаты всех трех измерений, для расчета тока КЗ принимается среднее значение.

Трехфазные трансформаторы напряжения с обмотками, соединенными по схеме Y/Y_0 , рекомендуется проверять по схеме рис. 23, в. Сопротивление одной фазы получается при делении результата измерения на два.

Для трехфазных трансформаторов напряжения, имеющих вторичную обмотку, соединенную в разомкнутый треугольник (например, НТМИ), измерения рекомендуется выполнять по рис. 23, г; чтобы получить сопротивление одной фазы, результат делится на три.

При испытании необходимо строго соблюдать требования правил техники безопасности. Особо следует следить за надежностью закороток первичных обмоток; при случайном размыкании их на первичной обмотке

могут появиться напряжения, опасные для персонала. При испытаниях трехобмоточных трансформаторов напряжения третья обмотка должна быть разомкнута. Значение тока следует доводить до номинального тока трансформатора во вторичной обмотке, определяемого для максимальной мощности, без учета класса точности. Измерительные приборы должны иметь класс точности 0,2-0,5.

Проверка маркировки и правильности сборки схемы вторичных цепей. Для уменьшения числа отключений жил кабелей рекомендуется следующий порядок работ. После внешнего осмотра отключаются кабели от выводов вторичных обмоток трансформаторов напряжения и проводятся испытания - определение однополярных выводов (при необходимости) и сопротивления КЗ. Затем снимают заземления и, не подключая кабели к трансформатору, проверяют схему и маркировку вторичных цепей, измеряют сопротивления изоляции, испытывают электрическую прочность изоляции, определяют сопротивления вторичных цепей, проверяют автоматические выключатели и вспомогательную аппаратуру. После этого к трансформатору подключают кабели и полностью восстанавливают разобранную схему вторичных цепей по заранее проверенной маркировке.

Выполненная маркировка должна полностью совпадать с маркировкой на монтажных и принципиальных схемах. При необходимости (в зависимости от местных условий) в схемы или в выполненную маркировку вносятся исправления.

Особое внимание следует обратить на маркировку кабелей с жилами большого сечения и различных шин, для которых обычно применяемые для вторичных цепей бирки непригодны. В зависимости от местных условий маркировку наносят устойчивой краской непосредственно на изоляцию жилы, или на шину, или же на пластинки из токонепроводящих водостойких материалов (текстолита, гети-накса, оргстекла и т. п.), привязываемые к жилам и шинам.

Одновременно с проверкой маркировки жил необходимо проверить и сверить с кабельным журналом маркировку кабелей.

Проверку маркировки производят по всем цепям от выводов вторичных обмоток трансформаторов напряжения до зажимов выводов панелей релейной защиты, автоматики, измерительных приборов, реле-повторителей или шинок на щите.

Проверка правильности монтажа схемы переключения цепей с одного трансформатора напряжения на другой. Надежность работы вспомогательных контактов необходимо проверять многократным включением и отключением разъединителя. Тяги между валом вспомогательных контактов и валом разъединителя должны регулироваться так, чтобы при отключении разъединителя вспомогательные контакты размыкались, как только его ножи выйдут из губок. При включении разъединителя вспомогательные контакты должны замыкаться, когда нож подходит к губкам, но еще не касается их. Дополнительно проверяется, что ход ножа в губках обеспечивает достаточный запас по углу поворота вала

вспомогательных контактов на замыкание с учетом возможных отклонений от отрегулированного положения.

При наладке цепей напряжения трансформатора подают оперативный ток на вспомогательные контакты разъединителей и проверяют правильность работы реле-повторителей при всех положениях разъединителей.

Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей трансформаторов напряжения необходимо производить мегаомметром на 1000 В. В соответствии с «Объемом и нормами испытаний электрооборудования» [1] сопротивление изоляции относительно земли должно быть не менее 1 МОм для полной схемы вторичных цепей каждого трансформатора. Обмотки трансформатора при этом подключают к вторичным цепям.

Сопротивление изоляции относительно земли следует определять для полностью собранной схемы с подключенными обмотками трансформатора напряжения, со всеми включенными реле и приборами, при всех положениях аппаратов, переключающих цепи напряжения с одного трансформатора на другой.

Испытание электрической прочности изоляции вторичных цепей трансформаторов напряжения также следует проводить согласно «Объему и нормам испытания электрооборудования» [1].

При испытаниях изоляции вторичных цепей трансформаторов напряжения у реле и измерительных приборов, у которых обмотки тока и напряжения расположены на одном каркасе, токовые обмотки отключают от своих цепей и соединяют временно с обмотками напряжения.

На время указанных испытаний кабели отключают от шин щита или панелей устройств защиты и автоматики. После испытания схема полностью восстанавливается, и должно быть повторно проверено сопротивление изоляции полностью собранной схемы относительно земли.

Измерение сопротивления вторичных цепей. Перед измерениями необходимо отключить заземляющие провода от вторичных цепей и восстановить заземления после окончания измерений.

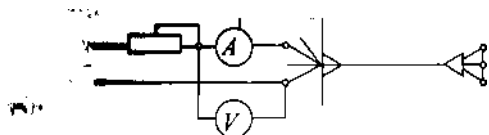


Рис. 24. Схема измерения сопротивления вторичных цепей трансформатора напряжения

Измерения следует производить методом амперметра и вольтметра на переменном токе (рис. 24). Вызвано это тем, что индуктивное сопротивление кабелей вторичных цепей трансформатора больших сечений, особенно напряжения медных, соизмеримо с активным.

Например, активное сопротивление медного кабеля сечением 95 мм² примерно равно 0,2 Ом/км, а индуктивное - 0,08 Ом/км, или около 40 %

активного. Кроме того, велико индуктивное сопротивление расцепителей автоматических выключателей. Место установки закоротки выбирается по местным условиям. Все вторичные цепи целесообразно разбить на несколько участков и измерять сопротивления по участкам, например, от трансформатора напряжения до шинок щита управления, от шинок до панелей и т. д.

Основное требование следующее. В измеряемую цепь должны входить все составные элементы схемы: переходные сопротивления контактов, кабели, расцепители выключателей, предохранители, шинки, рубильники, вспомогательные контакты. Это вызвано тем, что по сравнению с сопротивлением жил кабелей сопротивление этих элементов велико, а расчетная чувствительность защиты от КЗ в этих цепях часто бывает недостаточной.

Для цепей обмоток, соединенных в звезду, следует измерять сопротивление каждой пары фаз и каждой фазы и нулевого провода. По этим данным вычисляется среднее значение сопротивления каждой фазы и нулевого провода. Для цепей разомкнутого треугольника следует измерять попарно сопротивления между жилами НИ, ФК, НК, ИФ (см. рис. табл. 2) и вычислять среднее сопротивление каждой жилы. Следует учитывать, что часто применяются четырехжильные кабели с разным сечением жил.

Класс точности приборов должен быть не ниже 0,5.

Проверка трансформаторов напряжения рабочим напряжением.

Проверку совпадения маркировки вторичных цепей с обозначениями фаз первичной стороны рекомендуется производить пофазной подачей напряжения на каждую фазу. Если на первичной стороне имеются однополюсные разъединители или предохранители, (например, в КРУ и КРУН 6-10 кВ), то пофазная подача напряжения выполняется с их помощью. При трехполюсных разъединителях и отсутствии предохранителей (РУ напряжением 35 кВ и выше) проверка совпадения маркировки выполняется с помощью векторных диаграмм.

В некоторых случаях вместо нормального рабочего напряжения эту проверку удобнее выполнить подачей на первичные обмотки напряжения от постороннего источника, например от сети 380 В. Для трансформаторов типа НДЕ это напряжение следует подавать на трансформаторное устройство. При такой подаче напряжения надо заранее подсчитать значение вторичного напряжения и подобрать вольтметр на малые пределы измерения.

Для трансформаторов напряжения генераторов все проверки рабочим напряжением необходимо производить при подъеме напряжения с нуля.

Вольтметром должны быть измерены напряжения на всех кабелях, приходящих от трансформаторов на сборку выводов, по его показаниям определена фаза, находящаяся под напряжением, и сверены между собой ее обозначения на первичной и вторичной сторонах. При необходимости маркировка исправляется.

После проверки маркировки вольтметром должны быть измерены напряжения всех вторичных обмоток трансформаторов, выведенных на

сборку или в ящик. При правильном включении вторичных обмоток в звезду с нулем все линейные напряжения равны между собой, все фазные напряжения равны между собой и в $\sqrt{3}$ раз меньше линейных. При правильном включении вторичных обмоток в разомкнутый треугольник равны между собой все фазные (они же линейные) напряжения. Напряжение на выводах разомкнутого треугольника должно быть равно нулю, практически же оно обычно составляет несколько вольт (напряжение небаланса).

Фазоуказателем, например, ФУ-2, должно быть проверено чередование фаз. Заземленная фаза в подключается к выводу В или П фазоуказателя; к выводам А и С подключаются соответственно фазы а и с; если диск фазоуказателя вращается правильно (по стрелке на диске), то чередование фаз - А, В, С в соответствии с обозначениями выводов фазоуказателя.

Наиболее часто встречающиеся ошибки в схемах соединений и способы определения их по показаниям вольтметра показаны в табл. 2. К классу точности вольтметра особые требования не предъявляются, удобнее пользоваться универсальными приборами.

Проверка правильности сборки схем трансформаторов напряжения

Схема соединения	Результаты измерений	Векторная диаграмма напряжения		Вывод
		первичных	вторичных	
Соединение вторичных обмоток в разомкнутый треугольник				
	$U_{ab} = U_{bc} = U_{ca} \approx 100B$			Схема собрана правильно
	$U_{ab} = U_{bc} \approx 100B$ $U_{ac} = \sqrt{3}U_{ab} \approx 173B$			Неправильно включена вторичная обмотка U_{bc}
Соединение вторичных обмоток звезду				
	$U_{a0} = U_{b0} = U_{c0} \approx 58B$ $U_{ab} = U_{bc} = U_{ca} \approx 100B$			Схема собрана правильно
	$U_{ab} = \sqrt{3}U_{a0} \approx 100B$ $U_{bc} = U_{ca} \approx 58B$			Неправильно включена вторичная обмотка фазы с
Соединение вторичных обмоток в разомкнутый треугольник				
	Нейтраль сети заземлена $U_{НИ} = U_{НФ} = U_{ИФ} =$ $= U_{ИК} = U_{ФК} \approx 100B$ $U_{НК} \approx 0$			Схема собрана правильно

	Нейтраль сети изолирована $U_{НИ} = U_{ИФ} = U_{ИК} =$ $= U_{ФН} = U_{ФК} \approx 33В$ $U_{НК} \approx 0$			
	Нейтраль сети заземлена $U_{НИ} = U_{ИФ} = U_{ИК} =$ $= U_{ФН} \approx 100В$ $U_{ИФ} \approx 173В$ $U_{НК} \approx 200В$			Вторичная обмотка фазы А включена неправильно
	Нейтраль сети изолирована $U_{НИ} = U_{ИФ} = U_{ИК} =$ $= U_{ФН} \approx 33В$ $U_{ИФ} \approx 58В$ $U_{НК} \approx 66В$			

Следует учитывать, что при неправильной сборке схемы, например, разомкнутого треугольника, вольтметр может оказаться под напряжением примерно 200 В. Поэтому все измерения надо начинать на пределе измерения 300 В и лишь при правильно собранной схеме переходить на меньшие пределы измерений.

Значительное напряжение на выводах разомкнутого треугольника при правильной сборке схемы может быть вызвано следующими причинами:

несимметрией первичных фазных напряжений. Определяется по вторичным фазным напряжениям обмоток, включенных по схеме звезды. Необходимо учитывать, что в сетях с изолированной нейтралью несимметрия первичных фазных напряжений за счет неодинаковой емкости относительно земли разных фаз и отсутствия транспозиции может быть очень велика;

насыщением стали сердечников трансформаторов напряжения, которое определяется осциллографом по форме кривой напряжения небаланса. Обычно проявляется при первичном напряжении, превышающем номинальное напряжение трансформатора. При насыщении стали в напряжении небаланса преобладают третьи гармонические составляющие;

различными наводками от посторонних магнитных полей.

Наводки обычно появляются лишь при значительной нагрузке соседних присоединений. Они определяются по осциллографу и измерением небаланса двумя вольтметрами: с большим сопротивлением (не менее 1000 Ом на 1 В шкалы) и малым. Из-за малой мощности наводок напряжение небаланса от них при измерении вольтметром с большим сопротивлением значительно выше, чем при измерении низкоомным вольтметром. Поэтому

измерение напряжения небаланса рекомендуется производить низкоомным вольтметром.

Обычно при подключении нормальной нагрузки небаланс от наводок резко уменьшается. Устранение причин появления небаланса, как правило, невозможно; определение его производится для учета значения и причины его появления при настройке уставок релейной защиты, например защиты от замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью.

После проверки схемы соединений обмоток трансформатора напряжения необходимо построить потенциальную диаграмму схемы разомкнутого треугольника. Для этого у однофазных трехобмоточных трансформаторов напряжения должны быть вольтметром измерены напряжения между всеми фазами и нулем обмотки, соединенной в звезду, и каждым выводом разомкнутого треугольника. Для этого необходимо объединить в одной точке обмотки, соединенные в звезду и разомкнутый треугольник. Обычно это обеспечивается заземлениями вторичных обмоток.

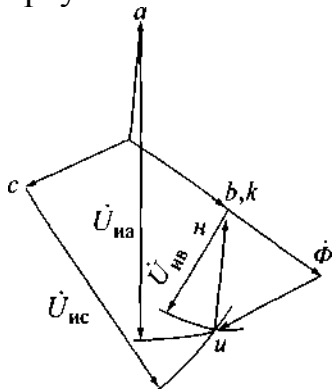


Рис. 25. Построение потенциальной диаграммы обмоток трансформаторов напряжения, соединенных в разомкнутый треугольник

В произвольном масштабе (удобен масштаб $1 \text{ В} = 1 \text{ мм}$) строится диаграмма напряжений обмоток, соединенных в звезду. На диаграмме совмещаются заземленные точки обеих обмоток.

Из концов векторов звезды радиусом в принятом масштабе, равным измеренному напряжению между этим выводом и выводами разомкнутого треугольника, проводятся дуги. Точка их пересечения является началом векторов напряжений обмоток, соединенных в разомкнутый треугольник. Пример построения этой диаграммы приведен на рис. 25. Для остальных выводов построение выполняется аналогично.

Для построения достаточно двух измерений, третье - контрольное. Возможны случаи, когда из-за ошибок в измерении первичного напряжения и прочих причин три дуги не пересекаются в одной точке, а образуют треугольник. В этом случае за начало вектора принимается центр треугольника. По потенциальной диаграмме проверяется правильность сборки схемы разомкнутого треугольника.

Для трехфазных трансформаторов напряжения построение такой диаграммы невозможно, положение вектора $3\dot{U}_0$ для них определяется имитацией однофазного замыкания на землю.

После построения потенциальной диаграммы обязательно определяется действующее значение и положение вектора $3\dot{U}_0$ имитацией однофазного замыкания на землю. Необходимо убедиться в том, что сумма векторов напряжения $\dot{U}_{фк}$ и $\dot{U}_{иф}$ однофазных трансформаторов напряжения в нормальном режиме $U_{нк}$ совпадает с вектором $3\dot{U}_0$ при замыкании на землю фазы А.

Поскольку при проверке направленных защит от замыканий на землю невозможно создать реальное замыкание на землю вместо действительного напряжения $3U_0$ к реле направления мощности, питающихся от однофазных трансформаторов напряжения, временно подается напряжение $U_{нк}$. Для этого от реле отключается вывод Н, а вместо него подключается вывод И.

Для защит, питающихся от трехфазных трансформаторов напряжения, такой способ проверки невозможен, для их проверки напряжение $3U_0$ создается имитацией однофазного замыкания на землю.

Имитация однофазного замыкания на землю обязательна для всех трансформаторов напряжения, от которых питаются направленные защиты от замыканий на землю. Для трехфазных трансформаторов это единственный способ проверки правильности сборки цепей $3U_0$. Для однофазных трансформаторов не все ошибки в сборке схемы разомкнутого треугольника обнаруживаются снятием и построением потенциальной диаграммы.

Для однофазных трехобмоточных трансформаторов напряжения имитацию однофазного замыкания следует выполнять отключением от вывода x_0 и соединением с выводом a_0 конца кабеля от фазы А к сборке зажимов (рис. 26, а). Затем на все фазы трансформаторов подается нормальное напряжение, снимается и строится потенциальная диаграмма (рис. 27, а).

Для трехфазных трансформаторов этот способ неприменим, поэтому для них имитацию однофазного замыкания следует выполнять отключением и замыканием на землю одной фазы с первичной стороны.

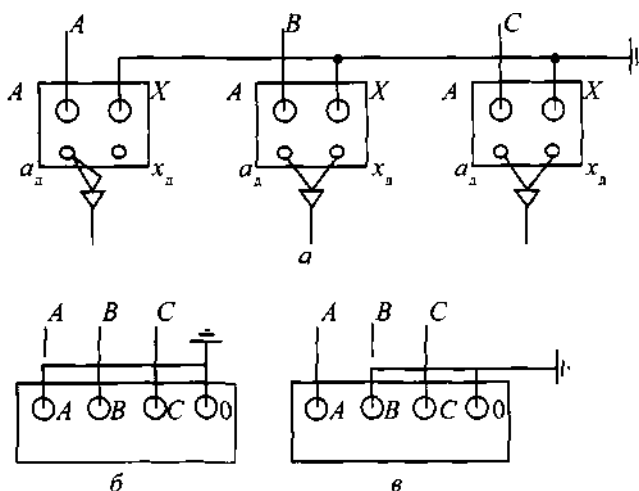


Рис. 26. Способы создания $3U_0$ в нормальном режиме для трансформаторов напряжения: а- однофазных; б-трехфазных с однофазными сердечниками; в-трехфазных с пятистержневым сердечником

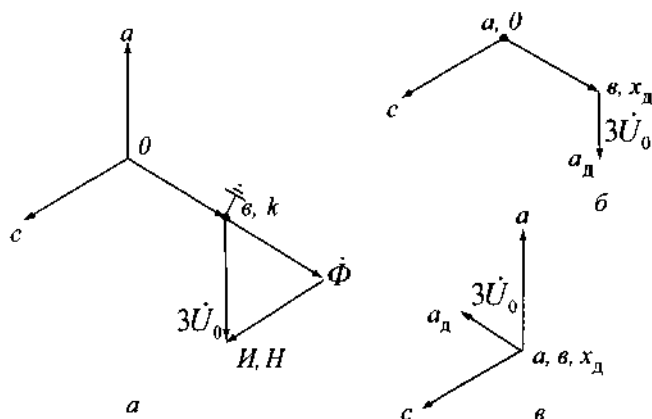


Рис. 27. Векторные диаграммы трансформаторов напряжения: а - однофазных; б - трехфазных с однофазными сердечниками; в-трехфазных с пятистержневым сердечником

Для трехфазных трансформаторов с однофазными сердечниками вывод А отключается от шин и замыкается на землю (см. рис. 26, б), после чего на трансформатор подается трехфазное напряжение, снимается и строится потенциальная диаграмма (см. рис. 27, б).

Для трехфазных трансформаторов напряжения с пятистержневым сердечником отключается и замыкается на землю расположенная на среднем стержне фаза В (см. рис. 26, в). Это необходимо для симметричного распределения по стержням сердечника магнитных потоков оставшихся фаз. Затем подается трехфазное напряжение на трансформатор, снимается и строится диаграмма (см. рис. 27, в). Во всех случаях потенциальная диаграмма $3U_0$ снимается и строится относительно всех оставшихся под напряжением фаз и нуля обмоток, соединенных в звезду.

Трехфазные трансформаторы напряжения обычно применяются в сетях с изолированной нейтралью, поэтому при имитации замыкания на землю напряжение $3U_0$ будет значительно меньше напряжения, равного 100 В, возникающего при действительном замыкании на землю. Такое же значение $3U_0$ будет и у однофазных трансформаторов напряжения для сети с изолированной нейтралью при имитации однофазного замыкания на землю.

При последующем профилактическом контроле и восстановлении под рабочим напряжением необходимо измерять все фазные и линейные напряжения и напряжение $3U_0$ (напряжение небаланса) и проверять чередование фаз. Если заменялись кабели или переразделывались кабельные воронки и концевые разделки, то проверку следует производить в объеме нового включения.

Фазировку трансформаторов напряжения проводят для того, чтобы убедиться, что на реле подаются одноименные фазы от разных

трансформаторов. Фазировка должна производиться при замене трансформаторов.

Для фазировки оба трансформатора включаются на одно напряжение с первичной стороны, фазируемые вторичные обмотки должны быть объединены в одной точке схемы, одинаковой для трансформаторов. Как правило, это обеспечивается заземлением вторичных обмоток. Вольтметром измеряются напряжения между каждым выводом вторичных обмоток одного трансформатора и каждым выводом другого. При одинаковых трансформаторах показания вольтметра при включении между одноименными фазами (в пределах точности трансформатора и измерений) должны быть равны нулю, при включении на разноименные выводы - линейному или фазному напряжению. Следует учитывать, что при возможных ошибках в схемах напряжение между разноименными фазами может достигать до двойного линейного, поэтому вольтметр должен иметь верхний предел измерения не менее 200 В, и, лишь убедившись в правильности сборки схемы, можно переходить на меньшие пределы измерений.

Измерение нагрузки и потерь напряжения во вторичных цепях трансформаторов напряжения имеет существенные особенности. Измерение потерь напряжения во вторичных цепях затруднено по следующим причинам:

малое абсолютное значение потерь - от 0,2 до 3 В (0,2-3 %), что требует измерительных приборов на малые пределы измерения и высокого класса точности - не ниже 0,2 для цепей счетчиков и не ниже 0,5 для цепей защиты;

большое (несколько сотен метров) расстояние между трансформатором напряжения и местом установки измерительных приборов и реле;

возможность резкого изменения нагрузки на трансформаторе напряжения при срабатывании различных устройств релейной защиты и автоматики и трудность создания режима максимальной нагрузки на трансформаторе.

Если расстояние от трансформатора до реле или измерительных приборов невелико, то потери напряжения рекомендуется измерять по схеме рис. 28, где вольтметр показывает непосредственно значение потерь напряжения. Обычно длина кабелей от трансформаторов до первой сборки выводов в таких РУ невелика, и потерями напряжения в них можно пренебречь.

Второй вывод вольтметра подключается к сборке измерительных выводов на входе панели или непосредственно к выводам реле или приборов в зависимости от значения сопротивления проводов между реле и зажимами.

При больших расстояниях от трансформаторов напряжения до панелей защиты и измерительных приборов (например, в РУ 110-500 кВ) непосредственное измерение потерь напряжения выполнить трудно. Требуется прокладка проводов для вольтметра, кроме того, нельзя пренебрегать потерями напряжения в кабелях между трансформатором и его шкафом; вольтметр приходится включать на выводы трансформатора.

Поэтому в таких случаях непосредственное измерение потерь напряжения рекомендуется заменять расчетом по результатам измерения нагрузки и определенному ранее сопротивлению цепей. Измерение нагрузки производится для каждого участка цепи, сопротивление которого измерялось ранее.

Наиболее нагруженная фаза определяется измерением тока во всех фазах. Любым способом измеряется угол между вектором тока наиболее нагруженной фазы и ее фазным напряжением или его $\cos \varphi$. Так как абсолютное значение потерь напряжения мало по сравнению с номинальным напряжением, то угол между векторами напряжения на выводах трансформатора $\dot{U}_{m.n}$ и напряжения в конце участка сети \dot{U}_c (рис. 29) очень мал (около $2-3^\circ$). Поэтому с достаточной для практических целей точностью можно принять потери напряжения

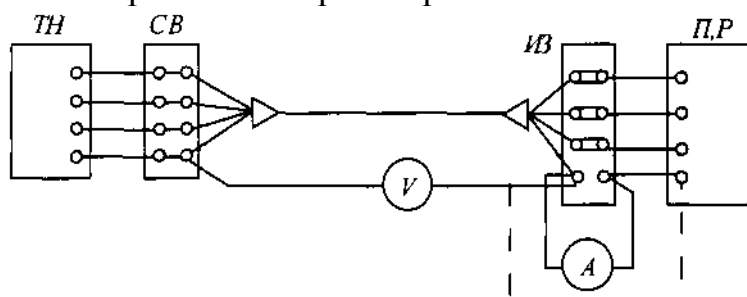


Рис. 28. Схема измерения потерь напряжения

$\Delta \dot{U} = I\dot{U}_{m.n} - I\dot{U}_c$ равными $\sqrt{3}IR \cos \varphi$ и вычислить их по результатам измерения $I, R, \cos \varphi$. При отсутствии нулевого провода измеряется угол между векторами тока и опережающим его линейным напряжением - например, угол между векторами тока \dot{i} и напряжения \dot{U}_{ab} . В этом случае потери напряжения будут равны $\sqrt{3}iR \cos(\varphi + 30^\circ)$

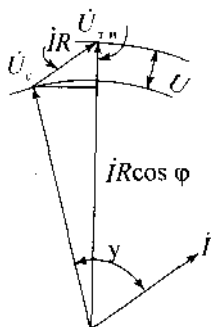


Рис. 29. Векторная диаграмма для расчета потерь напряжения

Если нагрузка питается только по двум фазам без нулевого провода, то угол измеряют между векторами тока и линейного напряжения. Потери напряжения в этом случае равны $2IR \cos \varphi$.

Полные потери напряжения от трансформатора до наиболее удаленной панели можно считать равными сумме потерь напряжений на отдельных участках.

При двойной системе шин для случая перевода всей нагрузки на один трансформатор потери напряжения в основном кабеле (от трансформатора до щита) могут быть вычислены по результатам измерений для трансформаторов напряжения каждой системы шин путем геометрического суммирования векторов тока и определения нового угла ϕ для суммарного тока.

Для схемы разомкнутого треугольника при новом включении РУ искусственно создаются напряжение $3U_0$ и полная нагрузка этой цепи и измеряется угол между векторами напряжения $3U_0$ и тока в цепи $3U_0$ трансформатора напряжения. Необходимо при этом учитывать разные значения напряжения $3U_0$ при действительном замыкании на землю и его имитации и соответственно увеличивать при расчетах ток. Потери напряжения равны $2IR \cos \varphi$. Если это выполнить невозможно, то потери напряжения определяются расчетным путем. Для этого следует измерить ток и угол между векторами тока и напряжения наиболее характерных нагрузок (обычно реле направления мощности разных типов) и по этим данным вычислить потери напряжения для суммарного тока и общего угла.

Одновременно с измерением потерь напряжения измеряется и нагрузка на трансформаторе во всех фазах и на выводах. Включение амперметра на схеме рис. 28 показано условно. Его следует включать в каждый кабель, подключенный к релейному щиту, или в первом от трансформатора шкафу так, чтобы он учитывал всю нагрузку трансформаторов напряжения. Если от шкафа отходит не один кабель, а два или три (например, отдельные кабели релейной защиты и счетчиков или измерительных приборов), то потери напряжения и нагрузка в каждом кабеле измеряются поочередно. Желательно иметь несколько одинаковых амперметров и включать их сразу во все фазы или выводы. Предел измерения подбирается по проектной нагрузке трансформатора напряжения или по его номинальному току, достаточен класс точности 0,5.

Нагрузка трансформатора напряжения обычно неравномерна и может изменяться в разных фазах по-разному при срабатывании различных устройств защиты и автоматики. В цепях измерительных приборов нагрузка обычно постоянная. Для цепей релейной защиты и автоматики необходимо измерять потери напряжения при максимальной нагрузке. Для этого тщательно анализируется поведение релейной защиты и автоматики при различных режимах работы сети, при КЗ и определяется режим, создающий максимальную нагрузку на трансформаторе напряжения. Необходимо учитывать и нагрузку других трансформаторов, для которых проверяемый трансформатор является резервным, и перевести эту нагрузку на него. При измерениях необходимо учитывать термическую стойкость кратковременно включаемых обмоток реле и производить измерения быстро.

Для схемы разомкнутого треугольника необходимо создать напряжение $3U_0$. Проще всего это достигается исключением из схемы вторичной обмотки фазы А, как указано на рис. 26, а. Для трехфазных

трансформаторов напряжения $3U_0$ создается отключением и заземлением с первичной стороны одной фазы по рис. 26, бив.

Следует учитывать, что напряжение $3U_0$ в этом режиме для трехфазных трансформаторов напряжения составляет 33 В вместо 100 В.

Проведение опыта КЗ во вторичных цепях трансформаторов напряжения обязательно для всех трансформаторов, особенно типа НДЕ.

Эти испытания рекомендуется проводить с осциллографированием тока КЗ для трансформаторов напряжения крупных электростанций и подстанций 110-330 кВ, где защита вторичных цепей от КЗ часто работает на пределе чувствительности.

Проверка работы автоматических выключателей и предохранителей опытом КЗ без осциллографирования, но с измерением тока КЗ обязательна для всех трансформаторов всех напряжений.

Опыт КЗ должен производиться по специальной программе, составляемой для каждого случая с учетом конкретной схемы каждого трансформатора и местных условий.

Выбор схемы включения осциллографа, согласование схемы пуска осциллографа с моментом КЗ, подбор резисторов и шунтов производится по заводской документации на осциллографы и местным условиям и указываются в программе.

Место КЗ должно быть в конце участка сети, защищаемого данным выключателем или предохранителем. Выбирается такой вид КЗ, при котором ток наименьший.

Включение на КЗ производится дополнительным автоматическим выключателем, желательно с дистанционным управлением; должно быть обеспечено отключение КЗ на случай отказа проверяемого выключателя или предохранителя.

Проверка отстройки автоматических выключателей от зарядного тока линии и пусковых токов нагрузки обязательна для трансформаторов напряжения, подключенных к линиям электропередачи, кроме проверки чувствительности автоматических выключателей. Для этой проверки требуется несколько раз включать и отключать линию, поэтому она должна производиться по специальной программе, составляемой и утверждаемой в установленном порядке. При этих опытах обязательно осциллографирование емкостного тока линии. По осциллограмме оценивается запас в отстройке расцепителей выключателя от емкостного тока. Способы осциллографирования, согласование пуска и остановки осциллографа с включением и отключением линии определяются местными условиями и указываются в программе.

У всех автоматических выключателей необходимо проверять отстройку максимальной нагрузки трансформатора напряжения от пусковых токов. Для этого после подачи напряжения на трансформатор переводится вся возможная нагрузка, в том числе и та, для которой данный трансформатор является резервным. Несколько раз рубильником или проверяемым

выключателем включается полная нагрузка трансформатора. Выключатель не должен отключаться. Для ответственных объектов желательно осциллографировать пусковые токи нагрузки, для остальных обязательно хотя бы приблизительно измерять пусковой ток амперметром, например с помощью измерительных клещей во всех фазах. Это вызвано тем, что многие приборы и реле, питающиеся от трансформаторов напряжения, имеют малое сопротивление при отпущенном якоре (сердечнике) и, соответственно, - значительный пусковой ток. После установки якоря (сердечника) в рабочее положение сопротивление значительно увеличивается, а ток уменьшается. Рекомендованное испытание имитирует близкое КЗ в первичной сети и перевод нагрузки с одного трансформатора на другой в аварийных условиях.

Оформление результатов проверки. По результатам проверки оформляется паспорт-протокол на каждый трехфазный трансформатор или группу однофазных трансформаторов. Должны быть выверены монтажные и принципиальные схемы, укомплектован альбом схем в соответствии с требованием ПТЭ [2], а также тщательно выверен текст инструкции по обслуживанию трансформаторов напряжения и их вторичных цепей для оперативного персонала, при необходимости вносятся дополнения с учетом местных условий.

Оперативный персонал должен быть обучен всем операциям с трансформаторами напряжения и аппаратурой его вторичных цепей непосредственно на месте установки аппаратов, пользованию инструкцией.

Необходимо сделать запись в журнале релейной защиты о готовности ввода трансформатора напряжения в нормальную эксплуатацию.

30.4 испытания трансформаторов напряжения

Испытания проводятся в соответствии с «Объемом и нормами испытаний электрооборудования» [1].

Измерение сопротивления изоляции обмотки ВН трансформаторов напряжения производится мегаомметром на напряжение 2500 В.

Измерение сопротивления изоляции вторичных обмоток, а также связующих обмоток каскадных трансформаторов напряжения производится мегаомметром на напряжение 1000 В.

В процессе эксплуатации устанавливается следующая периодичность проведения измерений:

для трансформаторов напряжения 3-35 кВ - при проведении ремонтных работ в ячейках, где они установлены;

для трансформаторов напряжения 110-500 кВ - 1 раз в 4 года.

Измеренные значения сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть не менее следующих:

Класс напряжения, кВ 3-35 110-500

Минимальное допустимое сопротивление изоляции, МОм:

основной 100 300

вторичных обмоток 6 50(1) 50(1)
связующих обмоток 1 1

В процессе эксплуатации допускается проведение измерений сопротивления изоляции вторичных обмоток совместно со вторичными цепями.

Испытания изоляции обмотки ВН повышенным напряжением частоты 50 Гц проводятся для трансформаторов напряжения с изоляцией всех выводов обмотки ВН этих трансформаторов на номинальное напряжение.

Значения испытательного напряжения основной изоляции соответствуют приведенным в п. 4.2.

Значение испытательного напряжения для изоляции вторичных обмоток вместе с присоединенными к ним цепями принимается равным 1 кВ.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току производится у связующих обмоток каскадных трансформаторов напряжения.

Отклонение измеренного сопротивления обмотки постоянному току от паспортного значения или от измеренного на других фазах не должно превышать 2 %. При сравнении с паспортными данными измеренное значение сопротивления должно приводиться к температуре заводских испытаний. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

Испытание трансформаторного масла при вводе в эксплуатацию трансформаторов напряжения должно производиться в соответствии с требованиями «Объема и норм испытаний электрооборудования» [1].

В процессе эксплуатации трансформаторное масло из трансформаторов напряжения до 35 кВ включительно допускается не испытывать.

У трансформаторов напряжения 110 кВ и выше устанавливается следующая периодичность испытаний трансформаторного масла:

для трансформаторов напряжения 110-220 кВ - 1 раз в 4 года;

для трансформаторов напряжения 330-500 кВ - 1 раз в 2 года.

У маслonaполненных каскадных трансформаторов напряжения состояние масла в отдельных ступенях оценивается по нормам, соответствующим рабочему напряжению ступени.

6 Без скобок - сопротивление изоляции при отключенных вторичных цепях; в скобках - совместно с подключенными вторичными цепями.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ИНСТРУКЦИЯ для оперативного персонала по обслуживанию устройств релейной защиты и электроавтоматики энергетических систем РД 34.35.502.
2. Электробезопасность при эксплуатации электроустановок промышленных предприятий [Текст] : учеб. / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. - 5-е изд., испр. - М. : Академия, 2010. - 235 с.
3. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст] : учеб. : рек. Мин. обр. РФ / В. А. Андреев, 2008. - 640 с.
4. Пособие для изучения правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (электрическое оборудование).- М.: изд-во. 2000 НЦ, 2002
5. Киреева Э.А. Микропроцессорные устройства, повышающие надежность работы защиты и автоматики : учеб. пособие/ Э. А. Киреева. -М.: Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. -28 с.
6. Применение и техническое обслуживание микропроцессорных устройств на электростанциях и в электросетях [Текст] / сост. А. П. Кузнецов, под ред. Б. А. Алексева. Ч. 3 : Испытательные установки для проверки устройств релейной защиты и автоматики (Серии "Уран", "Нептун", "Сатурн"), 2002. - 96 с
7. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики. Практическое пособие. Е.Г. Дорохин, Т.Н. Дорохина. Издательство : Краснодар: Советская Кубань., 2006.448с.
8. Наладка и эксплуатация устройств релейной защиты автоматики : учеб.-метод. комплекс для спец. 140203 - Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем/ АмГУ, Эн.ф.; сост. А. Г. Ротачева. -Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. -231 с.
9. Техническое обслуживание релейной защиты и автоматики электростанций и электрических сетей [Текст] / Сост. Ф.Д. Кузнецов, А.К. Белотелов, Под ред. Б.А. Алексева. Ч.1 : Электромеханическое реле : производственно-практическое издание, 2000,2003. - 95 с.-19
10. Техническое обслуживание релейной защиты и автоматики электростанций и электрических сетей [Текст] / сост. Ф. Д. Кузнецов, А. К. Белотелов ; ред. Б. А. Алексеев. Ч. 2 : Реле дифференциальных, направленных и фильтровых защит, 2000. - 86 с. с.-13
11. Техническое обслуживание релейной защиты и автоматики электростанций и электрических сетей [Текст] / Сост. Ф.Д. Кузнецов, А.К. Белотелов, Под ред. Б.А. Алексева. Ч.3 : Статические реле : производственно-практическое издание, 2000,2001. - 92 с.-13
12. Техническое обслуживание релейной защиты и автоматики электростанций и электрических сетей [Текст] / сост. Ф.Д. Кузнецов, сост. А.К. Белотелов, ред. Б.А. Алексеев. Ч.4 : Электроавтоматика, 2001. - 67с. с.-17

13. Применение и техническое обслуживание микропроцессорных устройств на электростанциях и в электросетях [Текст] / Сост. А.П. Кузнецов, Под ред. Б.А. Алексеева. Ч.2 : Устройства релейной защиты и автоматики распределительных электрических сетей : производственно-практическое издание, 2001. - 117 с.-12
14. Техническое обслуживание измерительных трансформаторов тока и напряжения /Сост. Ф.Д. Кузнецов; Под ред. Б.А. Алексеева. – М.; Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 96 с.
15. Объем и нормы испытаний электрооборудования, РД 34.45-51.300-97. 6-е изд. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 1998.
- 16.Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, РД 34.20.501-95. - М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
- 17.Беркович М.А. Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты. - М.: Госэнергоиздат, 1960.
- 18.Казанский В.Е. Трансформаторы тока в схемах релейной защиты. - М.: Госэнергоиздат, 1958.
- 19.Общая инструкция по проверке устройств релейной защиты, электроавтоматики и вторичных цепей. - М.: Энергия, 1975.
- 20.Вавин В.Н. Трансформаторы тока. - М.: Энергия, 1966.
- 21.Вавин В.Н. Трансформаторы напряжения и их вторичные цепи. 2-е изд. перераб. и доп. - М.: Энергия, 1977.
- 22.Техническое обслуживание релейной защиты и автоматики. Ч. 1. Электромеханические реле / Кузнецов Ф.Д., Белотелое А.К. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 1999.9785931961149