

В. П. ГЕРАСИМОВ, А. Д. КОНДАКОВ, А. В. МИЗИНЦЕВ, А. В. САМОУКОВ (ООО «НИИЭФА-ЭНЕРГО»)

Цифровые терминалы для систем электроснабжения железных дорог

Термины «цифровой терминал», «интеллектуальный терминал» или просто «терминал» уже прочно укоренились в общепромышленной энергетике [1], а суммарное число терминалов, используемых в энергетике РФ, составляет десятки тысяч. По состоянию на 2001 г. только в системе «Мосэнерго» их было более 2000 [2]. ООО «НИИЭФА-ЭНЕРГО» первым из российских предприятий стало поставлять на железные дороги комплектные распределительные устройства с интеллектуальными терминалами. Из-за отсутствия опыта эксплуатации подобного рода устройств, как и при освоении любой новой техники, возникает много вопросов, в том числе о целях и задачах их использования на железных дорогах России, а также о возможностях и особенностях этих устройств. В статье рассмотрены только терминалы для присоединений переменного тока, использующих в качестве датчиков измерительные трансформаторы тока и напряжения. Терминалы для фидеров постоянного тока напряжением 3 кВ, также разработанные в «НИИЭФА-ЭНЕРГО», представляют собой отдельный, специфический класс устройств, требующий особого рассмотрения.

Системный подход к решению задач тягового электроснабжения

Вопрос о том, для чего и какие именно нужны терминалы в системе тягового электроснабжения железных дорог, является вполне правоммерным хотя бы потому, что он понятен далеко не всем потенциальным потребителям. Основная причина недопонимания цели использования терминалов заключается в том, что существующий подход к релейной защите и автоматике (РЗА) электротяговых сетей (ЭТС) складывался постепенно, по мере развития соответствующих технических средств и технологий. В связи с этим и до настоящего времени этот подход остается во многом стихийным и характеризуется направлением разработок «от частного к общему и снизу вверх». Такой принцип не является эффективным ввиду кардинального изменения технических средств, используемых для тягового элект-

роснабжения, и технологии их технического обслуживания.

Целью проводимых в настоящее время мероприятий по модернизации и реконструкции устройств тягового электроснабжения является сочетание качественного повышения технико-эксплуатационных, энергетических и экономических показателей работы системы тягового электроснабжения с минимизацией затрат на проведение модернизации и последующую эксплуатацию с учетом реальных уровней загрузки железнодорожных линий. Достижение этих общих целей возможно только на основе системного подхода к построению ЭТС, который, прежде всего, предполагает:

- построение всей системы РЗА ЭТС на всех ее уровнях «сверху вниз»: межподстанционная зона — устройство тягового электроснабжения — распределительное устройство — присоединение — конкретный элемент или цепь;
- реализацию малолюдной технологии эксплуатации, т. е. эксплуата-

ции тяговых подстанций без постоянного дежурного персонала.

Основы такого системного подхода изложены в [3, 4], где показано, что цифровой терминал присоединения может и должен являться основным средством РЗА не только на данном присоединении (выполняя все функции защит, управления, автоматки, диагностики, сигнализации и регистрации), но и на более высоких уровнях ЭТС. В последнем случае терминал выполняет ряд функций уровня распределительного устройства и также подстанции в целом.

Необходимость интеграции функций в пределах присоединения продиктована прежде всего требованиями надежности функционирования этого присоединения, в частности:

- обеспечения автономной работы каждого из присоединений независимо от отказов других присоединений и линий связи;
- минимизации числа элементов вторичных цепей присоединения, в особенности самых ненадежных из них — электрических контактов;
- уменьшения до минимума числа связей (проводников) во вторичных цепях для снижения их взаимного влияния и обеспечения электромагнитной совместимости;
- использования единого структурно-функционального средства повышения надежности — постоянной самодиагностики всех аппаратных и программных элементов терминала.

Таким образом, цель использования терминалов заключается в реализации «малолюдной технологии эксплуатации». Они исполняют функции защит, управления,

автоматики, диагностики, сигнализации и регистрации как на уровне присоединения, так и на более высоких уровнях: распределительно-го устройства, тяговой подстанции, межподстанционной зоны.

Специфика требований к терминалам для железных дорог России

Особенности тяговых присоединений. Для российских тяговых подстанций и других объектов электроснабжения железных дорог характерен целый ряд присоединений переменного тока, которые не встречаются в общепромышленной энергетике. Основные из этих присоединений перечислены в таблице. Эти присоединения отличаются от общепромышленных следующими особенностями:

- числом фаз (ФКС, УФК и УПК — однофазные, ФТС, ДПР и ТСН — двухфазные, ФВВ, СЦБ и ПВА — трехфазные);
- формой кривой тягового тока (кривая тока в сетях 25 кВ отличается от синусоидальной, коэффициент гармоник составляет 20–40 %);
- специфическими режимами нагрузки (пуск электровоза, генераторный режим электровоза, включение трансформатора электровоза на холостой ход, отрыв и искрение токоприемника, режим плавки гололеда на контактом проводе и т. д.);
- числом обслуживаемых коммутационных аппаратов (ФКС — выключатель и два разъединителя; ФВВ — один выключатель; УПК — два выключателя; ДПР — выключатель и разъединитель; ТСН — выключатель и контактор и т. д.);
- способами питания и секционирования контактной сети (каждый участок контактной сети получает питание, как правило, с двух сторон. При этом используются схемы питания: узловая, петлевая и параллельная);
- более жесткими требованиями к быстрдействию основных защит (время срабатывания основ-

Перечень железнодорожных присоединений переменного тока

Обозначение	Наименование присоединений	Система тягового электроснабжения
ФКС	Фидер контактной сети (и запасной выключатель)	25 и 2×25 кВ
ФВВ	Ввод 27,5 кВ	25 и 2×25 кВ
ДПР	Фидер «два провода – рельс»	25 и 2×25 кВ
ТСН	Трансформатор собственных нужд	25 и 2×25 кВ
УПК	Устройство поперечной компенсации (реактивной мощности)	25 и 2×25 кВ
УФК	Устройство фильтрации и компенсации реактивной мощности	25 и 2×25 кВ
ФПГ	Фидер плавки гололеда на линиях 110 кВ от шин 27,5 кВ	25 и 2×25 кВ
ФТС	Фидер тяговой сети (контактный и питающий провод) и запасной выключатель	2×25 кВ
АТП	Автотрансформаторный пункт (автотрансформатор, коммутационные аппараты и вспомогательные устройства)	2×25 кВ
СЦБ	Фидер высоковольтной линии СЦБ; фидер высоковольтной линии продольной электрификации	Электроснабжение автоблокировки и других нетяговых потребителей, расположенных вдоль железной дороги
ПВА	Преобразовательно-выпрямительный агрегат (для тяговых подстанций с одной и двумя ступенями трансформации)	Система тягового электроснабжения постоянного тока напряжением 3 кВ

ной защиты ФКС не должно превышать 25 мс);

- требованиями к функциям защит (дистанционная защита контактного провода, защита от обрыва и падения контактного провода на рельсошпальную решетку, защита от подпитки коротких замыканий на стороне высшего напряжения трансформатора со стороны контактной сети, защиты УФК и т. д.).

Эти и другие существенные отличия обуславливают необходимость разработки специального функционального ряда терминалов для ЭТС железных дорог.

Основные функциональные требования к терминалам. Основные функциональные требования к таким терминалам регламентированы в действующих нормативных документах [5–7] и выявлены в процессе опытной эксплуатации первых отечественных терминалов [8–10]. Довольно обширный набор функций для присоединений каждого типа обусловлен, прежде всего, необходимостью обеспечения их универсальности. Каждый

из терминалов должен реализовать все необходимые типы защит (основные, резервные и дополнительные) для всех возможных режимов работы присоединения. Например, терминал для фидера контактной сети (ФКС) должен допускать возможность применения для тяговых подстанций, постов секционирования и пунктов параллельного соединения. Причем тяговые подстанции должны иметь возможность работы в различных режимах контактной сети, таких, как:

- нормальный;
- вынужденный с выведенным постом секционирования;
- вынужденный с выведенной смежной подстанцией;
- вынужденный с выведенным пунктом параллельного соединения;
- режим плавки гололеда.

Для каждого из терминалов следует учитывать все возможные виды аварий и их сочетания, а также сопутствующие авариям режимы работы соседних распределительных устройств. Например, для тяговых подстанций переменного тока

ка необходима защита от подпитки коротких замыканий в цепях первичной обмотки понижающего трансформатора со стороны смежной подстанции через контактную сеть. При отсутствии такой защиты возможно пережог проводов высоковольтной питающей линии электрической дугой, если та длительно подпитывается указанным способом. Для исключения такой аварии на тяговых подстанциях устанавливали соответствующие шкафы защиты от подпитки, которые в соответствии с действующими требованиями [5] реализовали защиту по минимальному напряжению (ЗМН). Однако более тщательный анализ всех возможных видов аварий и вариантов подпитки со стороны контактной сети показал [11], что возможно также повышение напряжения в одной из фаз как на первичной стороне, так и на стороне тягового напряжения. Это требует использования наряду с ЗМН также и защиты от превышения напряжения. Однако от данного типа аварии наиболее эффективной является защита по направлению мощности (когда мощность направлена со стороны 27,5 кВ к питающей высоковольтной сети). Кроме того, поскольку защита от подпитки должна воздействовать на выключатели вводов 27,5 кВ, то и реализовывать ее целесообразно в терминалах вводов 27,5 кВ, а не на первичной стороне понижающего трансформатора, как это делалось прежде.

Существует много специфических особенностей и в других присоединениях переменного тока. Таким образом, некоторые функции в каждом конкретном случае могут оказаться избыточными, но с учетом всех возможных вариантов применения терминалов все они являются необходимыми.

О возможности применения зарубежных терминалов. Поскольку ряд ведущих зарубежных компаний уже производит терминалы для железнодорожных присоединений, возникает естественный вопрос о возможности и целесообразности

их использования в России. Например, концерн АBB производит многофункциональные терминалы REO 517 для железнодорожных присоединений с частотой сети 162/3, 50 и 60 Гц, питаемых как однофазным напряжением 27,5 кВ, так и по системе 2×25 кВ. Международный концерн Alstom выпускает устройство MiCOM P438, которое предназначено для защиты железнодорожных контактных сетей, питаемых как однофазным напряжением 27,5 кВ частоты 50 Гц, так и по системе 2×25 кВ. Концерн Siemens выпускает устройства защиты 7SA518, 7SA519, которые предназначены для железнодорожных контактных сетей, питаемых однофазным напряжением частотой 50 или 60 Гц, а также терминалы 7ST61 и 7ST63 для системы 2×25 кВ.

Все упомянутые терминалы достаточно совершенны и хорошо себя зарекомендовали на зарубежных железных дорогах. Однако необходимо учитывать, что все эти устройства предназначены для железных дорог, существенно отличающихся от российских:

- по схемам внешнего и внутреннего электроснабжения;
- по длине межподстанционных зон;
- по схемам питания и секционирования контактной сети и т. д.

Этим обусловлено различие требований, предъявляемых к отечественным и зарубежным терминалам.

Требования, разработанные для зарубежных устройств, основаны на зарубежных стандартах, отличных от российских, и обусловлены спецификой тех железных дорог, для которых они разрабатывались. Эта специфика в основном сводится к особенностям схем зарубежных тяговых подстанций:

отсутствие таких присоединений, как запасной выключатель, ДПР, УПК, ТСН (см. таблицу), и отсутствие соответствующих специализированных терминалов;

меньшее число дистанционно управляемых разъединителей и контакторов;

отсутствие некоторых специфических функций железнодорожных защит и автоматики, например ЗНМ, ЛЗШ, АЧР;

• значительно более низкий уровень помех, поскольку:

- мощность подстанций ниже, они имеют меньшие территории и меньшую длину кабелей;
- на подстанциях меньшее число выключателей, создающих коммутационные помехи;
- используемые пружинные приводы выключателей не требуют коммутации больших токов в оперативных цепях (токи не более 1,5 А) в отличие от используемых в РФ электромагнитных приводов с токами до 100 А.

В качестве доводов, требующих критического отношения к возможности применения зарубежных терминалов, следует также упомянуть:

• необходимость русификации сообщений, выводимых на дисплей терминала, и всей эксплуатационной документации;

• трудности с гарантийным и постгарантийным обслуживанием (смена поколений терминалов происходит примерно один раз в 5 лет, после чего устаревшие типы снимают с производства, и цена на комплектующие к ним резко увеличивается);

• обеспечение энергетической безопасности РФ, одним из важнейших принципов которой является «максимально возможное использование во всех технологических процессах и проектах конкурентоспособного отечественного оборудования» [12].

Отечественные терминалы

Работы по созданию отечественных терминалов для железных дорог были инициированы Департаментом электрификации и электроснабжения МПС РФ в конце 1990-х годов. Базовым терминалом железнодорожной серии является, есте-

твенно, терминал для фидера контактной сети (ФКС), как наиболее специфичный и важный для защиты контактной сети. Разрабатывали этот терминал на основе технического задания (ТЗ), содержащего все особые требования со стороны железных дорог России и утвержденного Департаментом электрификации и электроснабжения в 1999 г. Утверждению этого ТЗ предшествовало обсуждение службами эксплуатации и ведущими специалистами по электроснабжению более раннего варианта, предложенного ООО «НИИЭФА-ЭНЕРГО» (в то время — НИИЭФА им. Д. В. Ефремова). Это предприятие взяло на себя роль системного интегратора по разработке и поставке оборудования для электроснабжения железных дорог, в том числе и терминалов всех необходимых типов.

Создание терминала для ФКС, естественно, было подготовлено развитием электронных защит контактной сети и работами по их усовершенствованию, проводимыми во ВНИИЖТе [13, 14], а также в ряде учебных институтов. Однако алгоритмы, разработанные для электронных защит, претерпели существенные изменения в связи с внедрением цифровых методов обработки информации, в частности:

- использовано дискретное преобразование Фурье для выделения гармонических составляющих тока и напряжения;
- вместо средневыпрямленных значений сигналов использованы действующие (среднеквадратические) значения;
- фазовые углы определяли через отношение активных и реактивных мощностей первых гармонических составляющих сигналов и т. д.

Были введены новые функции защиты и автоматики, при этом прежние функции дополнили новыми средствами фильтрации, блокировки и адаптации к сигналам. Все это позволило существенно улучшить точность работы защит, а также использовать терминалы для телеизмерения токов, напряжений, фазо-

вых углов между ними, модуля комплексного сопротивления нагрузки и других параметров.

Для изготовления первых образцов терминалов использовали опыт ООО «НТЦ «Механотроника» в создании терминалов общепромышленного назначения типа БМРЗ и технологическую базу этого предприятия.

Натурные испытания опытного образца БМРЗ-ФКС на Северной железной дороге дали хорошие результаты и подтвердили его преимущества перед электромеханическими и электронными аналоговыми устройствами. Были также разработаны и испытаны терминалы для других типов присоединений системы тягового электроснабжения 25 кВ, которые также подтвердили эффективность цифровых алгоритмов защит и автоматики и возможность реализации АСУ подстанции на базе этих терминалов.

Результаты опытной эксплуатации первых терминалов семейства БМРЗ показали, что некоторые конструктивные, схемные и программные их параметры, адекватные требованиям общепромышленной энергетики, могут быть усовершенствованы применительно к задачам электроснабжения железных дорог. В связи с этим было решено использовать другую аппаратную базу, разработанную ранее ООО «НИИЭФА-ЭНЕРГО» для терминалов контактной сети постоянного тока (ЦЗАФ-3,3), и создать новую серию устройств, названную ЦЗА (цифровые защиты и автоматика). В серии терминалов ЦЗА-27,5 благодаря выносному пульту управления реализована возможность одностороннего обслуживания терминала, имеются кнопки управления всеми коммутационными аппаратами присоединения, отсутствуют разъемы, требующие пайки, улучшено быстродействие токовой отсечки по мгновенным значениям сигнала и т. д.

На базе ЦЗА реализованы устройства для всех присоединений системы тягового электроснабже-

ния 25 кВ (см. таблицу). При этом удалось не только устранить все упомянутые недостатки, но и получить ряд преимуществ (например, удалось уменьшить минимальное время срабатывания токовой отсечки до 2 мс при кратностях тока 2 и выше). Внешний вид терминала для фидера контактной сети ЦЗА-27,5-ФКС показан на рис. 1.

В настоящее время ведется разработка терминалов ЦЗА для тяговой сети 2 × 25 кВ, для фидеров высоковольтных линий СЦБ, а также для преобразовательно-выпрямительного агрегата (ПВА) подстанций постоянного тока. В последнем случае предполагается реализовать оригинальный алгоритм дифференциальной защиты агрегата [15], обладающий рядом существенных преимуществ по сравнению с традиционными токовыми дифференциальными защитами:

- не требуются трансформаторы тока во вторичных обмотках тягового трансформатора;
- обеспечивается устойчивая работа любых тяговых трансформаторов, в том числе и на подстанциях с одной ступенью трансформации;
- нет необходимости в коррекции параметров защиты при изменении положения РПН;
- не требуется блокировка от бросков тока намагничивания трансформатора.

Что и как заменяют терминалы

Цифровые терминалы — это не просто устройства РЗА на новой элементной базе, а качественно новый класс изделий, которые, во-первых, заменяют собой целый ряд существующих устройств, во-вторых, выполняют функции устройств, которых ранее не было на подавляющем большинстве подстанций, но которые совершенно необходимы для перехода на малолюдную технологию обслуживания.

Терминалы заменяют собой практически все интеллектуальные устройства вторичных цепей подстанций. При этом каждая из фун-



Рис. 1. Внешний вид терминала ЦЗА-27,5-ФКС

кий выполняется с лучшими характеристиками и, кроме того, предоставляются новые возможности для обслуживающего персонала.

Устройства защит. Терминалы реализуют функции всех разработанных ранее и эксплуатирующихся сейчас защит, обеспечивая при этом лучшую точность и селективность. Например, в существующих электронных защитах фидеров контактной сети переменного тока, по данным [16], погрешность дистанционных защит от высших гармоник может достигать 30–60%. В терминалах эта погрешность уменьшена на порядок благодаря применению цифровой фильтрации.

Селективность цифровых защит ФКС улучшена за счет:

- определения необходимых параметров только по первой гармонической составляющей тока и напряжения;
- использования адаптации уставок защит по коэффициенту гармоник.

Первый способ позволяет, например, отстраиваться от бросков тока намагничивания в трансформаторах электропоездов, предотвращая тем самым ложные отключения фидеров. Вторым способом обеспечивается снижение вероятности ложных срабатываний защиты при наличии электроподвижного состава

на линии. При этом проводится измерение коэффициента гармоник в кривой тока и, если его величина превышает заданное значение уставки, производят загрузку на 20% уставок второй и третьей ступеней дистанционных защит (или резервирующих токовых защит).

Ввод уставок осуществляется в единицах первичного тока, напряжения и сопротивления в удобной цифровой форме. При этом не требуется применение прогрузочных устройств, как для некоторых видов электронных аналоговых защит.

Терминалы позволяют использовать две или три группы уставок защит (для нормального и вынужденного режимов) и при необходимости обеспечивают возможность их оперативного переключения по системе телеуправления. Терминалы также фиксируют и сохраняют информацию о пусках и срабатываниях всех ступеней защит, а также обеспечивают возможность передачи этой информации по каналам связи.

Таким образом, терминалы без какой-либо дополнительной аппаратуры обеспечивают возможность создания АРМ с функциями: фиксация работы защит и автоматики с привязкой к астрономическому времени; ведение соответствующей статистики; дистанционное управление группами уставок и т. д.

Устройства автоматики и управления. Терминалы выполняют все необходимые функции автоматики на присоединении. При этом обеспечивается большая гибкость за счет программных ключей, позволяющих вводить и выводить из действия отдельные функции автоматики и менять их параметры. Управление программными ключами возможно как с лицевой панели терминала, так и по каналу АСУ.

Например, в терминале для фидера контактной сети специальными ключами могут быть введены дополнительные режимы автоматического повторного включения (АПВ):

- разрешение АПВ только при наличии напряжения на фидере;
- ускорение первого цикла АПВ при наличии напряжения на фидере.

Терминалы осуществляют управление всеми коммутационными аппаратами присоединения как в режиме местного управления, так и по системе телеуправления. Последнее может осуществляться как по последовательному каналу от АСУ, так и через специальные дискретные входы от стойки традиционной телемеханики. Местное управление в терминалах различных серий организовано по-разному: в ЦЗА всеми коммутационными аппаратами можно управлять с помощью кнопок, расположенных на лицевой панели его блока управления, а в БМРЗ с лицевой панели управляют только выключателями (для прочих аппаратов необходима установка внешних кнопок).

Средства сигнализации, функциональная диагностика. Терминалы осуществляют местную, общеподстанционную и телемеханическую сигнализацию с помощью следующих средств:

- светодиодов на лицевой панели;
- цифробуквенного дисплея;
- релейных выходов;
- последовательных интерфейсов для подключения каналов связи с АСУ и ПЭВМ.

При этом обеспечиваются следующие виды сигнализации:

- индикация текущего положения коммутационных аппаратов;
- индикация текущих значений параметров присоединения;
- аварийная сигнализация;
- предупредительная сигнализация;
- сигнализация оперативного контроля цепей;
- сигнализация о неисправности коммутационных аппаратов и их цепей управления;
- сигнализация о неисправности самого терминала;
- индикация значений уставок, внутренних параметров и другой информации.

В терминалах реализуется расчет выработанного ресурса выключателя, но выполняется он более корректно, чем в существующих фиксаторах-сумматорах токов. Расчет осуществляется табличным методом в соответствии с регламентируемыми для конкретного типа выключателя данными о его коммутационной стойкости, которые предварительно заносятся в терминал. Кроме того, терминал выполняет и другие виды функциональной диагностики выключателя (и других коммутационных аппаратов), а именно регистрацию механического ресурса, контроль времени срабатывания, контроль готовности к выполнению очередной операции.

Что нового дают терминалы

Регистрация и хранение параметров. В состав накапливаемой терминалом информации входят следующие параметры:

- общее число отключений выключателя;
- число аварийных отключений;
- ток фидера при последнем отключении;
- напряжение на фидере при последнем отключении;
- выработанный ресурс выключателя.

Просмотр и сброс накопленной информации осуществляются

с помощью собственного цифрового буквенного дисплея или по каналу АСУ. Время хранения информации при отключенном питании терминала не ограничено. Сброс информации производится после ввода пароля. Имеется возможность передачи этой информации по каналам связи.

Цифровое осциллографирование аварийных процессов. Терминалы регистрируют и сохраняют от 8 до 16 осциллограмм последних аварийных отключений и информацию об их причинах. Запись осциллограмм при регистрации производится с интервалом дискретизации не более 1 мс и содержит предысторию аварии (не менее 0,4 с до команды отключения).

По каждому аварийному событию в осциллограммах фиксируется следующая информация:

- мгновенные значения выходного дискретного сигнала отключения выключателя;
- мгновенные значения входных дискретных сигналов положения выключателя (РПО и РПВ);
- мгновенные значения двух обобщенных сигналов срабатывания внешних и внутренних защит;
- перечень защит, которые выдали команду на отключение выключателя.

Просматривают осциллограммы при помощи ПЭВМ и специальной программы. Возможен вариант считывания осциллограмм по каналу АСУ.

Поскольку цифровое осциллографирование пока еще мало распространено на железных дорогах России, приводится несколько примеров осциллограмм характерных ситуаций на фидерах контактной сети. Для наглядности осциллограммы приведены в сокращенном виде, изображающем только характерные особенности конкретной ситуации.

На рис. 2 приведена осциллограмма опытного короткого замыкания (КЗ), проводимого путем включения фидера (выключатель типа ВВС-27,5) на участок контакт-

ной сети, заземленный на смежной подстанции через запасной выключатель. Красная кривая отображает ток фидера, черная — напряжение на шинах (масштаб изменен). В нижней части осциллограммы показаны сигналы повторителей положения выключателя: включенного РПВ (третья снизу кривая) и отключенного РПО (вторая снизу кривая), а также внутренняя команда отключения ОТКЛ (нижняя кривая). Короткое замыкание происходит в момент 0,483 с (относительное время), а уже через 13 мс терминал сформировал внутреннюю команду на отключение выключателя (нижняя кривая). Однако промежуточное реле в цепи отключения задержало эту команду еще на 16 мс (момент перехода сигнала РПВ в «0»). Привод выключателя отработал команду менее чем за 30 мс, ток прекратился, и уровень напряжения на шинах восстановился. При этом на осциллограмме видно, что ток не возвращается точно к нулевому значению из-за остаточной намагниченности измерительного трансформатора тока. Приведенная часть осциллограммы не захватывает моменты изменения РПО (его изменения происходят в моменты 0,39 и 0,595 с), так как они сдвинуты по времени относительно моментов переключения главных контактов из-за наличия промежуточных контакторов в схеме привода выключателя.

На рис. 3 показана осциллограмма другого опытного КЗ. Из нее видно, что время включения выключателя составило 120 мс (интервал между переходом РПО из положения «1» в положение «0» и появлением тока). Полное время отключения составляет 70 мс (7 полуволн тока), при этом сигнал РПО отстает по времени от главного контакта почти на 0,5 с, что является недопустимым для выключателя типа ВВС-27,5. Возможной причиной этого является загустение смазки в приводе (опыт КЗ проводился в январе при температуре воздуха примерно — 25 °С) из-за неисправнос-

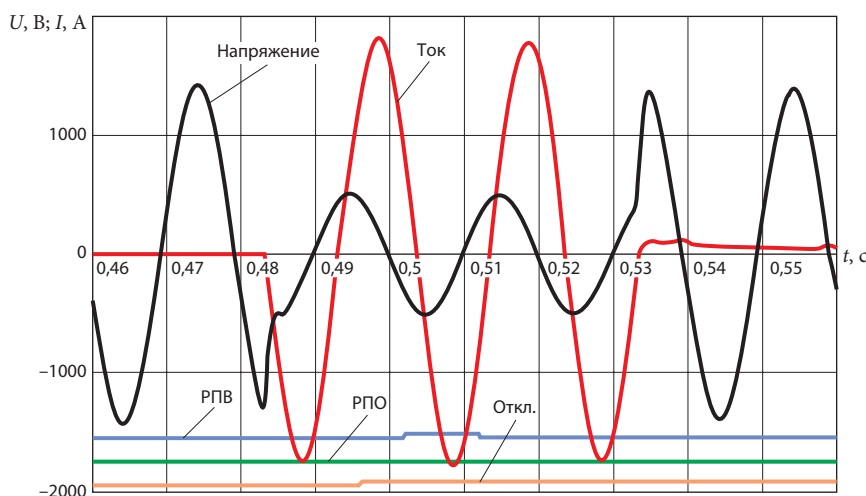


Рис. 2. Включение фидера на короткое замыкание:
U — напряжение; I — ток; t — время

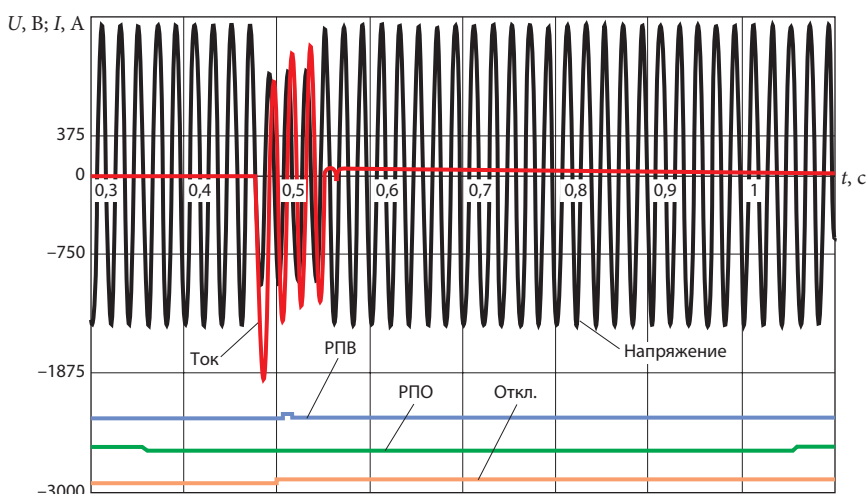


Рис. 3. Включение фидера на короткое замыкание зимой

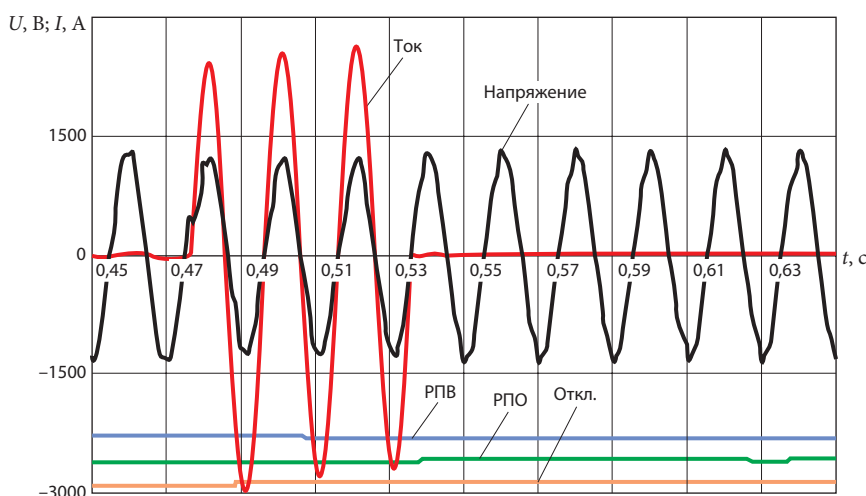


Рис. 4. Реальное короткое замыкание в результате перекрытия нейтральной вставки

На рис. 4 приведена осциллограмма реального КЗ, вызванного перекрытием нейтральной вставки на перегоне Няндом — Шестиозерский токоприемниками сплотки из трех электровазов. Характерно, что при таком типе КЗ напряжение на фидере практически не меняется по амплитуде, а уменьшается линейное напряжение между фазами А и В. Фаза между напряжением и током в этом случае близка к нулю, так как реактивное сопротивление петли КЗ значительно меньше внутреннего сопротивления питающей цепи. В этом случае сигнал РПО появился почти одновременно с отключением главного контакта (т. е. привод хорошо отрегулирован). Далее, примерно через 90 мс наблюдается кратковременный провал в сигнале РПО, характерный для многих вакуумных выключателей из-за переключения внутренних блок-контактов в приводе.

При испытаниях на стационарном фидере подстанции Минск-Северный терминал фидера контактной сети был сначала включен «на сигнал» параллельно штатным электронным защитам типа УЭЗФТ. При этом неоднократно фиксировались случаи, когда эти штатные защиты отключали фидер, а терминал сигнала на отключение не формировал. Анализ записанных при этом осциллограмм показал, что отключения были ложными, так как происходили из-за бросков тока намагничивания трансформаторов на электровазах. Пример такой осциллограммы приведен на рис. 5, из которого видно, что ток намагничивания явно несимметричен и несинусоиден. Зафиксированные осциллограммы показывают, что наличие в терминале цифровой фильтрации первой гармонической составляющей обеспечивает эффективную отстройку от бросков тока намагничивания трансформатора.

Записи осциллограмм позволяют выявить дефекты оборудования, которые раньше были незаметны.

ти в цепи его обогрева. Возможно также, что привод был недостаточно хорошо отрегулирован. В любом

случае необходимо было проведение технического обслуживания выключателя.

Например, на рис. 6 приведена осциллограмма, записанная при проведении опытного КЗ на подстанции Обозерская. После успешного отключения КЗ новым вакуумным выключателем типа ВВС-27,5 примерно через 0,3 с на осциллограмме видна полуволна тока пробоя вакуумной камеры выключателя. На рис. 7 фрагмент пробоя изображен более детально; при этом заметно, что пробой произошел при максимальном значении напряжения и амплитуда напряжения при пробое снизилась, как и при КЗ (физическое замыкание в это время продолжало существовать). По мнению специалистов, зафиксированный факт свидетельствует о том, что выключатель ранее не подвергался «тренировке» на отключение с номинальными значениями напряжения и тока. А для вакуумных выключателей проведение такой тренировки является необходимым для приработки поверхностей главных контактов, при которой происходит выжигание остаточных дефектов на контактных поверхностях.

На рис. 8 приведен специфический вид осциллограммы токов и напряжений при КЗ на смежном фидере. На время существования близкого КЗ напряжение падает и ток нагрузки уменьшается, причем резко изменяется его фаза, так как через этот фидер начинается подпитка КЗ от смежной подстанции. После отключения КЗ напряжение восстанавливается, а в кривой тока становятся заметными броски тока намагничивания трансформаторов электровазов. Броски токов намагничивания могут иметь место при любых резких изменениях напряжения на фидере, хотя и не таких больших, как при пуске на холостом ходу.

Таким образом, анализ осциллограмм позволяет определить параметры работы самого терминала в конкретной ситуации и характеристики электрических процессов, происходящих в защищаемом фидере. При этом удастся установить точный тип аварии, причину

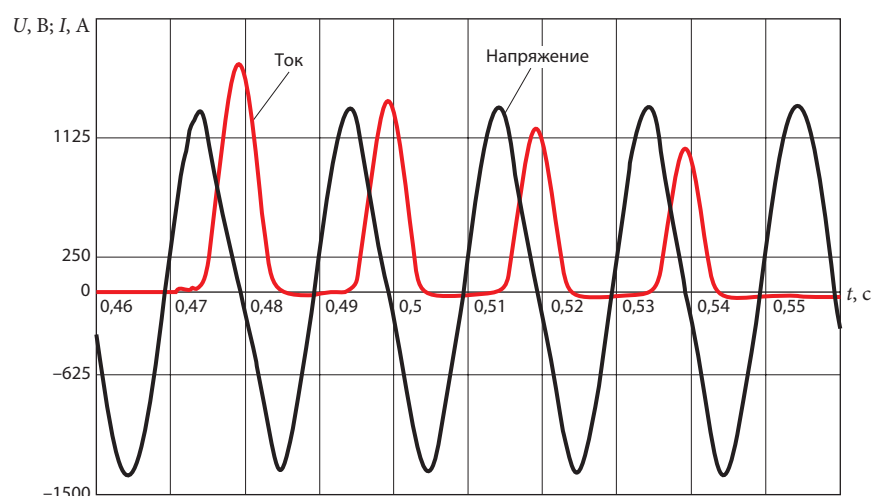


Рис. 5. Броски тока намагничивания в трансформаторе электровазов

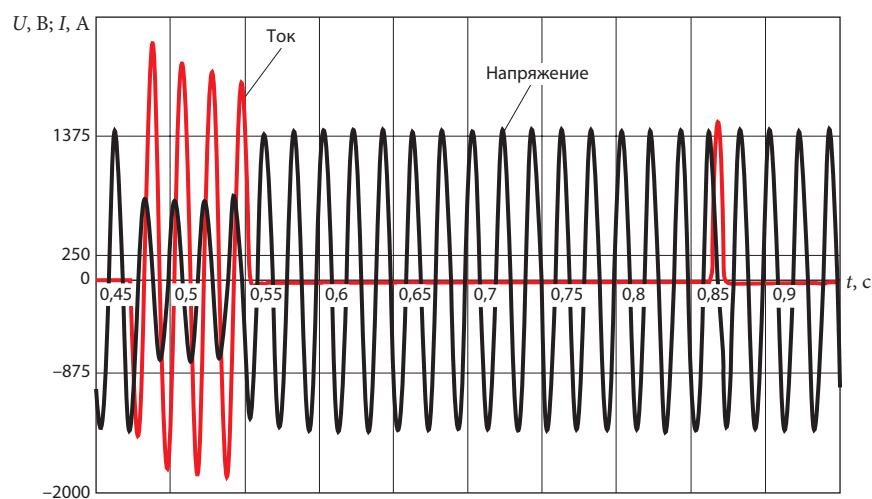


Рис. 6. Опытное короткое замыкание и последующий пробой вакуумной камеры выключателя

ее возникновения, ход ее развития и принять меры для предотвращения подобных ситуаций.

Цифровое осциллографирование аварийных процессов является необходимым, а зачастую и единственным инструментом выявления истинных причин аварий и ложных срабатываний. Без него невозможен эффективный анализ аварийных ситуаций и, соответственно, профилактика и предупреждение аварий.

Телеизмерения. Терминалы измеряют текущие параметры нагрузки и могут быть использованы как измерительные преобразователи для организации телеизмерений. В терминалах измеряются действующие значения первой гармонической составляющей тока и напряжения,

используемые для расчета других необходимых величин.

Терминалы ЦЗА снабжаются сертификатами калибровки, содержащими их конкретные метрологические характеристики. Как правило, в части измерения токов и напряжений терминалы соответствуют классу точности 2 %, а по сопротивлению, активной и реактивной мощности — 4 %. Величина фазовых углов между током и напряжением измеряется с точностью до 2°. Значения электрических параметров сети отображаются на дисплее терминала в первичных величинах (с учетом введенных коэффициентов передачи трансформаторов тока и напряжения).

Таким образом, терминалы позволяют наиболее эффективно кон-

тролировать качество выполнения основной задачи тяговых сетей — обеспечение заданного уровня напряжения в контактной сети для надежного электроснабжения электроподвижного состава.

Функции защит распределительного устройства и подстанции, контроль цепей управления. Такими функциями являются АВР (автоматическое включение резерва), АВОР (автоматическое включение и отключение резерва), УРОВ (устройство резервирования при отказах выключателя), поскольку при этом взаимодействует несколько присоединений. Кроме того, сюда также относятся защита шин распределительного устройства и уже упоминавшаяся защита от подпитки.

Терминалы позволяют осуществлять защиту шин любым из известных способов:

- с помощью защиты минимального напряжения (ЗМН);
- с использованием логической защиты шин (ЛЗШ);
- путем обработки сигналов от внешних устройств земляной защиты или защиты от дуговых замыканий.

Терминалы осуществляют двухпозиционный контроль положения коммутационных аппаратов, который позволяет также проверять целостность их цепей управления, а также готовность к очередной операции.

Определение места повреждения контактной сети (ОМП). В отечественных терминалах фидеров кон-

тактной сети ЦЗА-27,5-ФКС реализован оригинальный алгоритм ОМП, предложенный «НИИЭФА-ЭНЕРГО». Этот алгоритм позволяет существенно снизить влияние на результат следующих факторов:

- ток в контактном проводе смежного пути (большинство линий — двухпутные);
- сопротивление в месте КЗ (переходное, сопротивление дуги, троса группового заземления и т. д.);
- ток подпитки места КЗ со стороны смежной подстанции;
- переходные процессы в понижающем трансформаторе и контактной сети, возникающие при КЗ.

Опробование этого алгоритма ОМП на Восточно-Сибирской железной дороге дало положительные результаты: погрешность определения места повреждения не превышала 50 м.

Интеграция в АСУ, самодиагностика, дополнительные возможности. Терминал является контроллером нижнего уровня АСУ и не требует дополнительной аппаратуры (устройств сопряжения с объектом, регистрации и передачи данных и т. п.) для транспортировки всей имеющейся в нем информации по каналу связи с АСУ.

Благодаря гибкости программного обеспечения терминалы позволяют более эффективно, чем классические электронные защиты, решать традиционные задачи и экономить оборудование. Так, в однопутных постах секционирования и пунктах параллельного соединения на один выключатель

обычно использовали два комплекта защит для двух возможных направлений тока. Теперь для таких случаев достаточно одного терминала, реализующего «зеркальные» характеристики срабатывания дистанционных защит. Аналогично на фидерах тяговой сети 2 × 25 кВ использовались по два комплекта защит для контактного и питающего проводов. Эти защиты могут быть заменены одним терминалом.

Терминалы реализуют постоянную фоновую самодиагностику и при отсутствии подтверждения собственной исправности могут подать команду на отключение фидера. В терминалах осуществляется тест по начальному включению, непрерывный функциональный контроль аппаратных средств, контроль сохранности программного обеспечения и настроек параметров защит и автоматики.

Самодиагностика работы терминала выполняется в течение всего времени работы устройства и обеспечивает выявление одного из трех его состояний:

- устройство исправно;
- частичный отказ — система диагностики обнаружила неисправность, не влияющую на выполнение основных функций устройства (защит);
- отказ — система диагностики обнаружила неисправность, препятствующую выполнению функций защит.

Результаты самодиагностики выводятся на его лицевую панель, а также доступны для получения

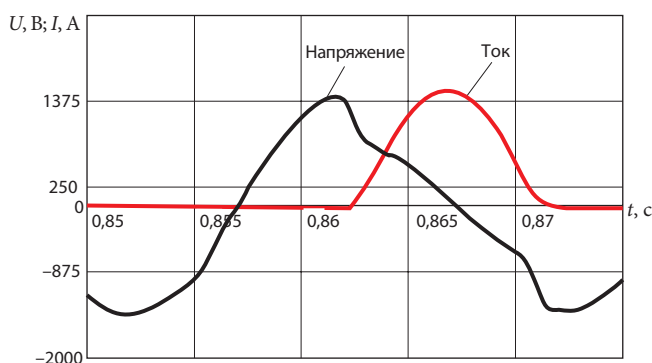


Рис. 7. Фрагмент осциллограммы с пробоем вакуумной камеры выключателя

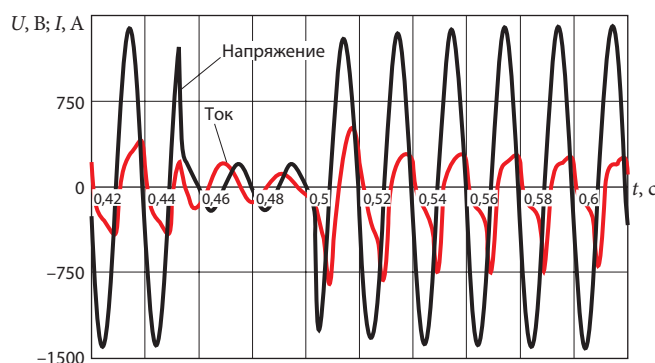


Рис. 8. Тяговая нагрузка при коротком замыкании на смежном фидере

по каналам АСУ. Отказ устройства или длительное (более 1 с) пропадание оперативного напряжения АСУ квалифицирует как потерю связи с терминалом. В терминалах также предусмотрен тестовый режим диагностики, позволяющий контролировать работоспособность дискретных входов и выходов, органов управления и индикации.

Сервисные функции. В памяти терминалов сохраняется следующая информация:

введенные параметры защит и автоматики (в течение срока службы независимо от наличия напряжения питания);

данные об аварийных событиях и текущем времени (при наличии напряжения питания время хранения не ограничено, при отсутствии напряжения — не менее 200 ч).

В терминалах реализованы функции календаря и часов с индикацией даты, часов, минут и секунд. Погрешность хода часов за сутки составляет не более ± 3 с (при отсутствии коррекции по каналу АСУ).

Терминалы и модернизация электроснабжения

Как уже отмечалось, цели проводимой в настоящее время модернизации и реконструкции устройств тягового электроснабжения заключаются в значительном улучшении технико-эксплуатационных, энергетических и экономических показателей работы системы электроснабжения при минимальных затратах на модернизацию и последующую эксплуатацию при изменившейся нагрузке железнодорожных линий. Для реализации этих целей необходимы внедрение малолюдной технологии эксплуатации и переход от планово-предупредительной системы ремонта к техническому обслуживанию по фактическому состоянию оборудования.

Мировой опыт показывает, что внедрение малолюдной технологии возможно только на основе реализации трех составляющих:

- использование высоконадежного оборудования, не требующего планово-предупредительного ремонта в течение установившегося срока службы или постоянного присутствия обслуживающего персонала (терминалы относятся к этой категории оборудования);

- максимальная автоматизация процедур обслуживания (включая диагностику оборудования), для чего необходимо создание автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) энергообъектов, энергоучастков и т. д.;

- высокоэффективная инфраструктура эксплуатации и технического обслуживания.

Терминалы являются основным элементом второй из отмеченных составляющих. Однако реализация всех преимуществ, которые они могут дать, возможна только при наличии всех трех составляющих. При создании алгоритмов защит и автоматики были использованы работы специалистов ВНИИЖТ, МГУПС и РГУПС. В испытаниях и опытной эксплуатации терминалов принимали участие службы электрификации и электроснабжения Северной железной дороги.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Микропроцессорные реле защиты. Новые перспективы или новые проблемы? Мнения специалистов // Новости электротехники. 2006. № 1 (37). С. 40–44.
2. Опыт внедрения микропроцессорных защит в Мосэнерго/В.Н. Кудрявцев, В.В. Балашов, А.Г. Королев, А.В. Сдобин / Сборник докладов XV научно-практической конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2002». М., 2002. С. 7–8.
3. Современная концепция защиты электротяговых сетей переменного тока/В.И. Андреев, А.Д. Кондаков, А.В. Мизинцев, А.Ю. Попов / Международный симпозиум Eltrans'2001. Электрификация и развитие железнодорожного транспорта России. Традиции, современность, перспективы. Тезисы докладов. 2001. СПб.: ПГУПС, С. 88–89.
4. Защита электротяговых сетей переменного тока на основе интеллектуальных терминалов: Учебное пособие / А.И. Бурьяноватый, А.Д. Кондаков, А.В. Мизинцев,

А.Ю. Попов, Н.И. Ячкула. СПб.: ПГУПС, 2003. 111 с.

5. ЦЭ-462. Правила устройства системы тягового электроснабжения железных дорог Российской Федерации / Утверждены МПС РФ 04.06.97. Министерство путей сообщения Российской Федерации. М., 1997. 78 с.

6. Руководящие указания по релейной защите систем тягового электроснабжения / Департамент электрификации и электроснабжения ОАО «Российские железные дороги». М.: «Трансиздат», 2005. 216 с.

7. ЦЭТ-44. Технические требования к устройствам тягового электроснабжения электрифицированных участков ж. д. со скоростями движения до 200 км/ч. М., 1993.

8. Функциональный ряд микропроцессорных блоков релейной защиты при соединений 27,5 кВ тяговых подстанций / В.П. Герасимов, А.Д. Кондаков, А.В. Мизинцев и др. / Тезисы докладов VI симпозиума «Электротехника 2010 год». М.: ВЭИ., 2001.

9. Микропроцессорные блоки защиты и автоматики для тяговых подстанций переменного тока / А.Д. Кондаков, А.В. Мизинцев, А.Ю. Попов и др. / Релейная защита и автоматика энергосистем 2002. Сборник докладов XV научно-технической конференции. М.: ВВЦ, 2002. С. 119–121.

10. Эксплуатация микропроцессорных терминалов на тяговой подстанции Олехновичи / А.А. Гулак, А.Д. Кондаков, А.В. Мизинцев и др./Релейная защита и автоматика энергосистем 2004. Сборник докладов XV научно-технической конференции. М.: ВВЦ, 2004. С. 104–107.

11. Защита от подпитки коротких замыканий на высокой стороне понижающего трансформатора со стороны тяговой сети / А.И. Бурьяноватый, А.Д. Кондаков, А.В. Мизинцев, С.В. Рогач // РЖД-Партнер. Деловой журнал. Российские железные дороги. 2001. № 3 (31). С. 30–35.

12. Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. № 1234-р.

13. Интегральные микросхемы в устройствах автоматики и защиты тяговых сетей / В.Я. Овласюк, В.А. Зимаков, В.И. Дубровин и др.; Под ред. В.Я. Овласюка. М.: Транспорт, 1985. 302 с.

14. Совершенствование защиты фидеров контактной сети переменного тока / В.В. Белов, В.И. Дубровник, В.А. Зимаков, В.Я. Овласюк // Труды ВНИИЖТ. 1982. № 650. С. 31–43.

15. Пат. № 2264016 RU, МКИ H02N7/04. Способ защиты трансформатора и устройство для его осуществления (варианты) / А.Д. Кондаков, А.В. Мизинцев, А.Ю. Попов. Заявлено 06.07.2004.

16. Белов В.В. и др. Повышение качества функционирования релейной защиты // Сб. науч. тр. Новое в повышении эффективности и совершенствование системы тягового электроснабжения. М.: ВНИИЖТ, 1985. С. 93–99.